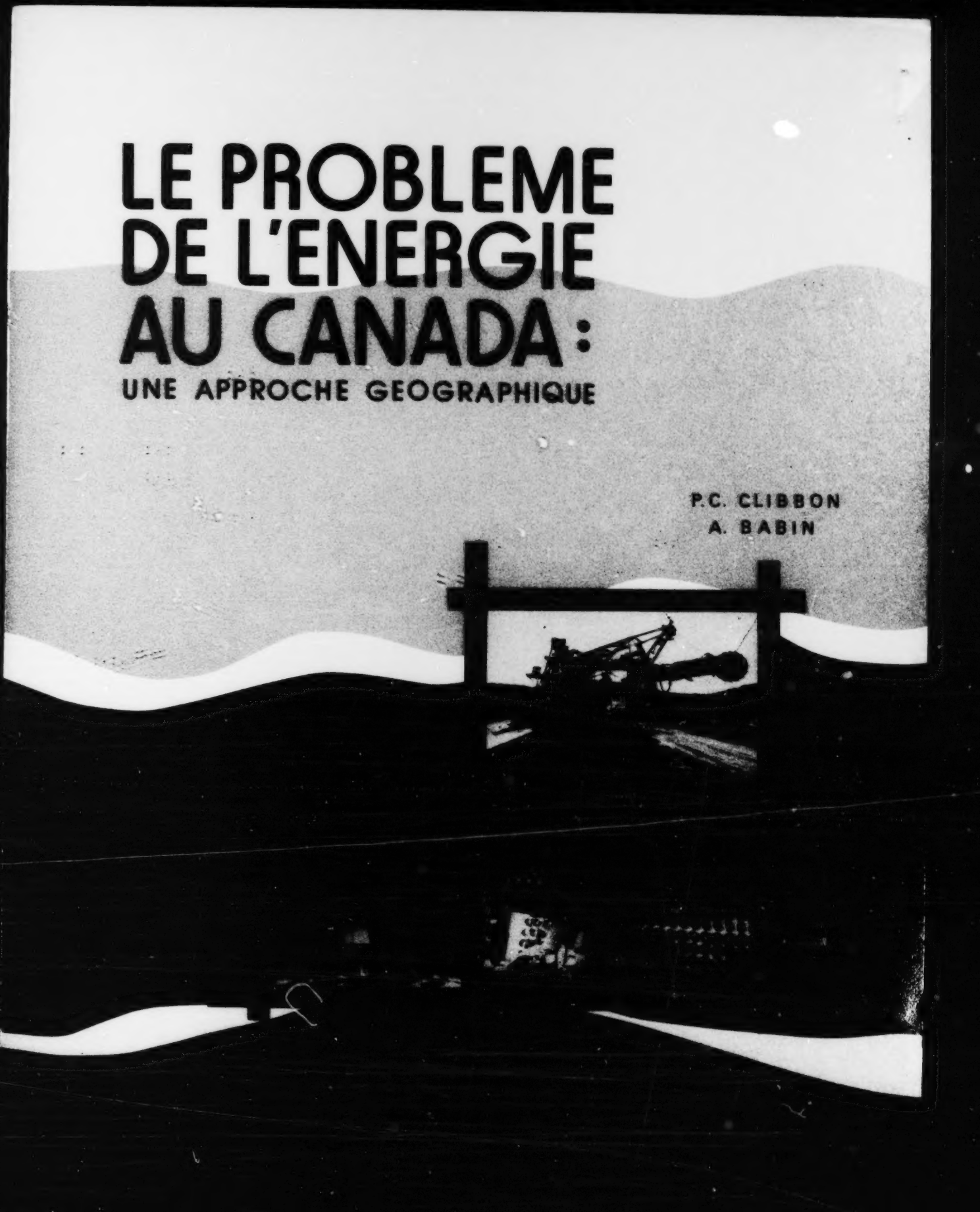
LE PROBLEME DE L'ENERGIE AU CANADA :

UNE APPROCHE GEOGRAPHIQUE

P.C. CLIBBON
A. BABIN



Page couverture

Mention: Office national du film

Roue-pelle, Fort McMurray, Alberta.
Centrale de Sheridan, Park Mississauga, Ontario.
Éolienne des Îles-de-la-Madeleine, Québec.

LE PROBLÈME DE L'ÉNERGIE AU CANADA: UNE APPROCHE GÉOGRAPHIQUE

Texte: Peter B. Clibbon
Professeur titulaire
Université Laval

Traitement pédagogique: Andrée Babin, géographe-didacticienne, Télé-Université, Université du Québec

Sous la direction de: Hervé Boudreault, Institut d'Études pédagogiques de l'Ontario

Benoît Robert, Université Laval

Recherche subventionnée par la Fondation d'Études du Canada
Juin 1981

Table des matières

Introduction 1

Première partie
LES PRINCIPALES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DU CANADA 5

Chapitre I *LE PÉTROLE* 5
1.1 les oléoducs 9
1.2 les aspects géographiques de l'industrie canadienne du raffinage 11

Chapitre 2 *LE GAZ NATUREL* 15
2.1 les gazoducs 17
2.2 deux projets de gazoducs dans le Nord 19

Chapitre 3 *LE CHARBON* 21

Chapitre 4 *LES RESSOURCES HYDRAULIQUES* 25

Aspect pédagogique 31

Deuxième partie
SITUATION ÉNERGÉTIQUE DES PROVINCES 45

Chapitre I *L'ALBERTA* 47
1.1 le pétrole 47
1.2 le gaz naturel 49
1.3 le charbon 50

Chapitre 2 *LA COLOMBIE-BRITANNIQUE* 53
2.1 le gaz et le pétrole 53
2.2 le charbon 54
2.3 l'énergie hydro-électrique 57

Chapitre 3 *LA SASKATCHEWAN* 59

Chapitre 4 *LE MANITOBA* 61

Chapitre 5 *L'ONTARIO* 63
5.1 l'énergie nucléaire 63
5.2 l'énergie hydro-électrique 64
5.3 le pétrole et le gaz 66

Chapitre 6 *LE QUÉBEC* 69
6.1 l'énergie hydro-électrique 69
6.2 les hydrocarbures 70

Chapitre 7 *LA RÉGION ATLANTIQUE* 77
7.1 le pétrole, le charbon et le gaz 77
7.2 l'énergie hydraulique (Terre-Neuve) 79
7.3 l'énergie hydraulique dans les provinces maritimes 80

Conclusion 85

Aspect pédagogique 87

Table des figures

Fig. 1	Coupe simplifiée d'un piège à pétrole	5
Fig. 2	Raffinerie de pétrole à Edmonton, Alberta	12
Fig. 3	Le réseau du TransCanada PipeLines	18
Fig. 4	Mine de charbon, Carmacks, Yukon	23
Fig. 5	Le Canada et ses principales régions géologiques	46
Fig. 6	Le bilan énergétique du Canada et des différentes provinces	48
Fig. 7	Institut de géologie, Calgary, Alberta	51
Fig. 8	Centrale nucléaire, Chalk River, Ontario	67
Fig. 9	Complexe La Grande, Québec	73
Fig. 10	Barrage LG 2, Baie de James, Québec	73
Fig. 11	Centrale de construction LG 2, Québec	74
Fig. 12	Barrage de la Manicouagan, Québec	75

Liste des tableaux

Tableau I	Réserves de pétrole du Canada	6
Tableau II	Production de pétrole brut au Canada	7
Tableau III	Importations et exportations de pétrole brut	8
Tableau IV	Livraisons de pétrole brut par oléoduc	10
Tableau V	Puissance des raffineries	13
Tableau VI	Exportations de gaz naturel	15
Tableau VII	Production de gaz naturel au Canada	16
Tableau VIII	Production de charbon au Canada	21
Tableau IX	Production de charbon au Canada, par province	22
Tableau X	Exportations et importations de charbon	22
Tableau XI	Puissance - centrales hydro-électriques/vapeur	26
Tableau XII	Énergie électrique - production/consommation	27
Tableau XIII	Électricité hydraulique/thermique - importance	28
Tableau XIV	Production de pétrole brut - Alberta	47
Tableau XV	Utilisation du charbon de l'Alberta	51
Tableau XVI	Production de gaz naturel - C.-B. et Alberta	53
Tableau XVII	Production de charbon des mines de la C.-B.	55
Tableau XVIII	Destination du charbon de la C.-B.	56
Tableau XIX	Production de pétrole brut du Manitoba	61
Tableau XX	Principales centrales électriques ontariennes	65
Tableau XXI	Production de gaz - Ontario	66
Tableau XXII	Principales centrales électriques du Québec	69
Tableau XXIII	Coût du pétrole importé, Québec	71
Tableau XXIV	Ventes de gaz naturel	72
Tableau XXV	Utilisation du charbon de la Nouvelle-Écosse	79
Tableau XXVI	Consommation des formes d'énergie	82
Tableau XXVII	Consommation énergétique par habitant	83

Liste des annexes

Annexe I	Carte - Le Canada	42
Annexe II	Carte - Le sud de l'Ontario	96
Annexe III	Carte - Ressources hydro-électriques du Québec	97
Annexe IV	Carte - Le Québec	98
Annexe V	Carte - Production et transport de l'électricité	99
Annexe VI	Consommation d'électricité au Québec	100
Annexe VII	Exemples d'économies d'énergie	101
Annexe VIII	Comparaison du prix de l'électricité	102
Annexe IX	Demande mensuelle de puissance électrique	103

Introduction

Le Canada est à l'heure actuelle le plus gros consommateur d'énergie au monde par habitant. Aussi, ces dernières années, les questions touchant le prix, la disponibilité et la conservation de l'énergie sont-elles passées au premier rang des préoccupations canadiennes. Cette forte consommation d'énergie, et plus particulièrement de combustibles fossiles, s'explique en partie par les dimensions du pays, par sa faible densité de population et par son climat rigoureux. Cependant, elle reflète également le prix de cette énergie, le plus bas du monde industrialisé, ainsi que le gaspillage des ressources énergétiques.

Le Canada compte presque exclusivement sur le pétrole, le gaz naturel, le charbon, l'énergie hydro-électrique et l'énergie nucléaire pour subvenir à ses besoins énergétiques. De tous, les plus importants sont les produits dérivés du pétrole, notamment l'essence automobile et le mazout, qui totalisaient plus de 40% de l'énergie consommée au Canada en 1979. L'électricité primaire (hydro-électrique et nucléaire)[1] comptait pour 30%; le gaz naturel, utilisé essentiellement pour le chauffage, pour 20%; quant au charbon, de plus en plus utilisé à l'heure actuelle dans la production d'électricité secondaire, il fournissait 8% de l'énergie.

Le Canada possède d'abondantes réserves de gaz naturel et de charbon et exporte même de grandes quantités de ces ressources vers les États-Unis et le Japon respectivement. Le problème énergétique au Canada est donc centré sur le pétrole, source énergétique primaire, vu qu'à l'heure actuelle, la consommation de produits pétroliers excède de beaucoup la production.

La première partie du texte traite des sources d'énergie exploitées de façon massive, d'un bout à l'autre du pays, à savoir le pétrole, le gaz naturel, le charbon et les ressources hydrauliques[2] ainsi que des réseaux de distribution nationaux établis pour faciliter la transmission de l'énergie d'une région du pays à une autre. La seconde partie présente la situation énergétique de chacune des grandes provinces ou régions du pays; elle souligne les grands contrastes existant entre les diverses entités politiques et géographiques du pays et indique les principaux itinéraires intrarégionaux de l'énergie et des ressources énergétiques.

---

1. Par opposition à l'électricité secondaire dérivée de la combustion de combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole et le gaz naturel.
2. L'énergie nucléaire, phénomène surtout ontarien, est traitée dans la deuxième partie, au chapitre de l'Ontario.

La préparation de ce mémoire a amené le rédacteur à consulter de nombreuses sources; toutefois la publication la plus utile a été *Energy in Canada: review and outlook to 1995* par W. Brent Freidenberg (1979).[1] Des études récentes publiées par le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources Canada se sont aussi révélées précieuses. Le rédacteur a fait usage, dans tout le texte, des dernières données de Statistique Canada et des diverses publications du *Financial Post* (en particulier ses "Company Cards"). La métrification reste un problème pour l'industrie du gaz et du pétrole, et la presse financière continue à éviter l'utilisation systématique du système métrique. Les quantités de charbon produit sont exprimées en tonnes et en kilotonnes; en ce qui concerne le pétrole et le gaz, le rédacteur a jugé préférable de continuer à exprimer la production en barils et en pieds cubes respectivement.

Le rédacteur n'a pas tenté de traiter ici des sources d'énergie non encore développées telles que l'énergie marée-motrice, solaire, éolienne, celle de la bio-masse, de la fusion, etc.

---

1. Canadian Energy Research Institute, Study No. 5, juillet 1979, 140 p.

Première partie

LES PRINCIPALES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DU CANADA

Sommaire

Chapitre I LE PÉTROLE
- 1.1. les oléoducs
- 1.2 les aspects géographiques de l'industrie canadienne du raffinage

Chapitre 2 LE GAZ NATUREL
- 2.1 les gazoducs
- 2.2 deux projets de gazoducs dans le Nord

Chapitre 3 LE CHARBON

Chapitre 4 LES RESSOURCES HYDRAULIQUES

Première partie: *LES PRINCIPALES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DU CANADA*

Chapitre I LE PÉTROLE

Le pétrole constitue pour le Canada, la ressource énergétique la plus flexible et la plus adaptable. Facile à transporter tant à l'état brut que raffiné, il se prête à de multiples usages. Au Canada, les produits pétroliers sont surtout utilisés pour le chauffage et le transport automobile mais dans certaines régions, notamment les provinces maritimes, on brûle encore de l'huile lourde pour produire de l'électricité. Les produits pétroliers les plus importants sont le carburant pour automobiles et pour avions, le mazout (diesel lourd et léger) et les gaz de pétrole liquéfiés tels que le propane et le butane. Il importe de bien distinguer entre le pétrole brut conventionnel, le pétrole brut synthétique et l'huile lourde parce que leurs coûts d'extraction et de raffinage sont très différents. En termes généraux, le *pétrole brut (conventionnel)* léger et moyen se trouve en nappes entre des couches sédimentaires ou des formations d'atolls de corail à des profondeurs considérables. Elles se trouvent souvent en conjonction avec du gaz naturel. Le pétrole conventionnel subit des pressions considérables et remonte facilement à la surface une fois que la couverture de roches sédimentaires a été percée.

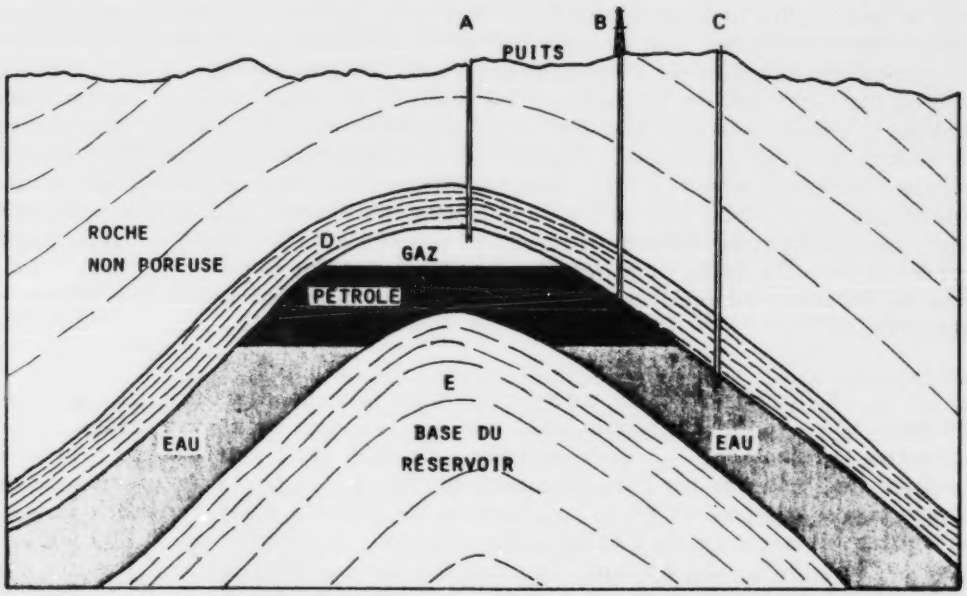


Fig. 1 *Coupe simplifiée d'un piège à pétrole dans les strates d'un anticlinal. Le puits A tire le gaz; le puits B pompe le pétrole; le puits C injecte ou retire l'eau. Le schiste argileux D forme le couronnement, tandis que le grès E constitue la base du réservoir.*

TABLEAU I

RÉSERVES DE PÉTROLE, D'APRÈS LA COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA, 1980

LOCALISATION	SOURCE	QUANTITÉS (en barils)[1]
Tout le territoire (réserves prouvées)	Pétrole	6,0 milliards
Tout le territoire (" estimées)	Huile lourde	8 à 30 milliards
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort (estimées)	Pétrole	9,5 milliards
Côte est (estimées)	Pétrole	7,5 milliards
Îles de l'Arctique (estimées)	Pétrole	4,3 milliards
Ouest du Canada (à découvrir)	Pétrole	3,1 milliards
Alberta[2]	Sables bitumineux	1,0 trillion

Les *huiles lourdes* n'ont pas la fluidité des huiles conventionnelles et doivent être amenées à la surface par pompage. Les gisements se trouvent généralement à faible profondeur (1 200 mètres ou moins en Alberta) mais en raison de la viscosité de l'huile lourde on ne peut recouvrer qu'un baril sur vingt enfouis dans le sol. L'huile lourde, difficile à transporter par oléoduc, doit être traitée avant d'être raffinée. On extrait à l'heure actuelle du *pétrole brut synthétique* des sables bitumineux de l'Athabaska, vaste région de dépôts bitumineux saturés du nord-est de l'Alberta. La technique d'extraction à ciel ouvert est totalement différente de celle qui a été associée avec le pétrole conventionnel et est beaucoup plus onéreuse. Jusqu'à très récemment la production annuelle de pétrole synthétique extrait des sables bitumineux s'est accrue très lentement. Cependant, la hausse considérable du prix du pétrole importé depuis 1973 a rendu ces initiatives économiquement plus viables. En 1979, le pétrole synthétique représentait 6,2% de la production pétrolière totale; cependant, selon les prévisions de l'Office national de l'énergie, sa part pourrait atteindre 50% ou plus d'ici 1995.

La production de pétrole brut au Canada a atteint son apogée en 1973 avec 655 678 000 de barils mais elle a beaucoup baissé au cours des années suivantes (tableau II). L'accroissement de 1979 était attribuable à la seule province de l'Alberta où l'on découvre toujours d'importants gisements de pétrole conventionnel et où la production de pétrole brut synthétique extrait des sables bitumineux de l'Athabaska s'élevait de l'ordre de 10 000 000 de barils entre 1978 et 1979. Cependant, la consommation pétrolière canadienne étant supérieure à sa production, le Canada est passé au rang des pays *importateurs* nets de pétrole. Autrement dit, le Canada ne peut fournir que 82,8% du pétrole nécessaire à sa consommation et doit par conséquent importer le reste, à savoir 17,2%. Ceci en fait un pays fortement tributaire du pétrole étranger, coûteux et dont la livraison est souvent peu fiable, pour des raisons politiques.

---

1. un baril = 160 litres
2. La technologie nécessaire à la mise en valeur de ces réserves n'est pas tout à fait au point. Cependant, même en utilisant la technologie actuelle, la quantité de pétrole recouvrable de ces sables est estimée à 300 milliards de barils, soit assez pour subvenir aux besoins canadiens, pendant 400 ans, aux taux actuels de consommation (Conference of the Canadian Society of Petroleum Ecologists, Calgary, 1980).

TABLEAU II

PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT AU CANADA, 1970-79[1]
(exprimées en milliers de barils)

ANNÉE	VOLUME	% DE PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE
1970	490 823	2,5%
1971	492 064	3,2
1972	561 691	3,3
1973	655 678	2,8
1974	614 607	2,7
1975	521 894	3,0
1976	480 412	3,6
1977	481 881	4,1
1978	480 429	4,9
1979	546 242	6,2

Le Canada est un pays vaste dont les ressources pétrolières sont surtout concentrées dans l'Ouest. Cependant, le marché des produits pétroliers étant localisé dans l'est du pays, c'est là qu'au fil des années ont été aménagées la plupart des installations de raffinage. Le pétrole brut est transporté vers l'Est dans l'oléoduc Interprovincial, le plus long du monde occidental mais qui ne se termine pas moins à Montréal. L'est du pays ne pouvant s'approvisionner dans l'Ouest, ses besoins ont été pris en charge par les producteurs du Venezuela et du Moyen-Orient.[2] Jusqu'en 1970, ceci ne posait pas de problèmes étant donné les bas prix et l'accès facile de ce pétrole. Cependant, à la suite de la guerre israélo-arabe (1973), les états membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont procédé à des réductions sélectives dans la production et ont fait passer le prix international du pétrole de 2.60 $ à 10.25 $U.S. le baril.[3] Une série d'augmentations ont depuis porté le prix international du pétrole à environ 38 $can. le baril livré à Montréal (1980).

Il est évident qu'il existe actuellement un sérieux déséquilibre entre le prix du pétrole étranger livré aux raffineries de Montréal et de la côte est et le prix de vente du pétrole albertain à sa sortie des puits (16.75 $can. le baril au 1er août 1980). La solution apportée par le gouvernement fédéral a été de subventionner les raffineries de l'Est, à raison d'une somme équivalente à la différence entre le prix du pétrole domestique et celui du pétrole importé. Le gouvernement envisage d'accroître graduellement le prix du pétrole domestique jusqu'au prix mondial, après quoi le programme de subvention ne serait plus nécessaire. Le prix du pétrole albertain à la sortie des puits serait alors déterminé par le prix du pétrole importé sur le marché de l'Est... moins les frais de transport à partir de l'Alberta... Les coûts supérieurs stimuleraient la production et feraient diminuer la consommation, ce qui entraînerait une baisse des importations de pétrole.[4]

---

1. Y compris le pétrole brut, le brut synthétique et le condensat mais sans compter les liquides du gaz naturel ("pentanes plus"). Catalogues 26-213 et 26-006 (déc. 1979), Statistique Canada.
2. Depuis 1980, le Canada importe du pétrole mexicain au coût de 40 $ can. le baril.
3. Prix du pétrole brut d'Arabie Saoudite, étalon officiel ("Saudi light crude").
4. Friedenberg, p. 62.

À l'heure actuelle, le Canada ne poursuit pas une politique susceptible de le conduire à l'autonomie énergétique. Le gouvernement fédéral tente cependant de réduire la vulnérabilité du Canada face aux aléas du marché international de l'énergie, d'encourager l'utilisation de ressources énergétiques domestiques partout où cela est économiquement viable et de promouvoir la conservation de l'énergie à tous les niveaux. Cette politique a été appelée une politique "d'autonomie". Le Canada est à l'heure actuelle en passe détendre son réseau de distribution de l'énergie afin de faciliter le transport massif des ressources énergétiques (pétrole et gaz naturel surtout) d'Ouest en Est, où la densité de population est très élevée, mais aussi de l'Arctique et du Subarctique vers le Sud. Le prolongement de l'oléoduc Interprovincial de Sarnia vers Montréal, terminé en 1976, illustre bien cette politique puisque l'immense complexe de raffineries de l'est de Montréal n'est plus totalement tributaire des fournisseurs étrangers de pétrole.[1] La décision récente (1980) de l'Office national de l'énergie d'autoriser la prolongation du réseau de transport du gaz naturel jusque vers Québec et vers les provinces maritimes (1981) en est un autre exemple. Quoi qu'il en soit, la production canadienne annuelle de pétrole ne suffit pas à subvenir aux besoins actuels de toutes les régions du pays. Il ne s'avère donc pas avantageux d'approvisionner les raffineries de la côte atlantique depuis l'Alberta.

Paradoxalement, le Canada exporte une partie de sa production vers les États-Unis et, bien que ces expéditions aient été considérablement réduites depuis 1973 (tableau III) à la suite d'une politique délibérée du gouvernement à cet égard, elles n'en restent pas moins élevées (105 404 000 de barils en 1979). La majorité du pétrole brut exporté vers les États-Unis vient de l'Alberta et est livré aux raffineries du Middle West par l'oléoduc Interprovincial et sa succursale américaine, le Lakehead Pipeline. La politique du gouvernement canadien vise à cesser, dès 1985, toute exportation de pétrole léger et moyen, vers les États-Unis.

TABLEAU III

IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT, 1974-79[2]
(exprimées en milliers de barils)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Exportations (vers les U.S.A.)	330 583	256 930	174 281	119 414	97 430	105 404
Importations (surtout du Venezuela et du Moyen-Orient)	299 239	301 235	265 743	244 281	224 600	223 017
Excédent	+31 344					
Déficit		(44 305)	(91 462)	(124 867)	(127 170)	(117 613)

1. Les remous politiques en Iran ont privé la raffinerie Golden Eagle de St-Romuald, au Québec, de ses livraisons régulières de pétrole. St-Romuald est une banlieue de Québec et n'est pas située sur l'itinéraire de l'oléoduc Interprovincial.
2. Catalogues 26-213 et 26-006 (déc. 1979), Statistique Canada. Y compris les échanges de pétrole avec les États-Unis.

Parallèlement à la diminution des exportations de pétrole, les importations ont été réduites bien que cela ce soit fait plus graduellement. Depuis l'achèvement en 1976 de l'oléoduc Sarnia-Montréal, un volume sans cesse croissant de brut albertain a été acheminé vers Montréal jusqu'alors entièrement approvisionnée par des fournisseurs étrangers. À l'heure actuelle, un peu plus de la moitié du pétrole raffiné à Montréal provient de l'Ouest.

1.1 les oléoducs

Les plus grands champs pétrolifères du Canada étant situés dans le centre et le nord de l'Alberta, Edmonton est devenue la plaque tournante du réseau canadien d'oléoducs. C'est en effet à Edmonton qu'aboutissent six des oléoducs qui partent des grands champs pétrolifères albertains de Swan Hills, Pembina, Redwater et Rainbow ainsi que des sables bitumineux de l'Athabaska. Une partie du pétrole brut de l'Alberta est traitée à Edmonton, dans les raffineries d'Imperial Oil, Gulf Canada et Texaco Canada. Les produits sont soit utilisés sur place soit expédiés vers d'autres villes des Prairies par oléoducs. La majeure partie du brut de l'Alberta est cependant acheminée le long d'autres conduites vers l'est du Canada, vers la côte du Pacifique ou vers les États-Unis.

Le plus important de tous, et de loin, est cependant l'*oléoduc Interprovincial* dirigé par Imperial Oil qui couvre quelque 3 700 km entre Edmonton et Montréal. Il traverse l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba dans une direction est-sud-est se raccordant en route à un réseau capillaire et fournissant du pétrole brut aux raffineries de Regina (Consumers' Co-op), Moose Jaw (Gulf) et St-Boniface (Shell) avant d'obliquer vers le Sud en direction des États-Unis. Il se divise en deux à Superior (état de Wisconsin) avec une branche qui contourne le lac Michigan au nord par le détroit de Mackinac et une autre au sud qui traverse Chicago. Ceci permet d'exporter d'importants volumes de pétrole brut vers les raffineries des états des Grands Lacs, en particulier le Minnesota, le Wisconsin et l'Illinois. Les deux branches se croisent à nouveau pour regagner le Canada où elles se rencontrent au complexe pétrochimique de Sarnia avec les raffineries d'Imperial Oil, Shell, Sunoco et Petrosar. De Sarnia, l'oléoduc monte vers le Nord-est pour alimenter les raffineries de la région torontoise (BP Oil et Shell à Oakville, Gulf à Clarkson) mais une des branches se terminant à Buffalo (état de New York) dessert aussi la nouvelle raffinerie (1978) de Texaco à Nanticoke sur le lac Erié. En juillet 1976, la ligne principale du système Interprovincial a été prolongée au nord-est en direction de l'immense complexe de Montréal où sont situées les grosses raffineries de Shell, Imperial Oil, Petro Canada, Gulf, Texaco et BP Oil. Montréal est à l'heure actuelle le terminus-est de cet immense réseau.

Le rôle de l'oléoduc Interprovincial dans l'économie du pays est essentiel car c'est le véhicule qui permet de livrer le pétrole brut de l'Alberta aux raffineries de l'Est; sans lui l'Est serait presque entièrement tributaire des sources étrangères de pétrole. Jusqu'en 1976, l'Ontario a été la seule province de l'Est à avoir accès au pétrole de l'Ouest. En 1978, 48% du pétrole utilisé au Québec venait de l'Ouest contre 53% environ en 1979.[1]

---

1. La plus grande partie du pétrole importé arrive par oléoduc du port libre de glaces de Portland (état du Maine). Cependant, la raffinerie de 100 000 barils de Golden Eagle à St-Romuald (Québec) est approvisionnée par navires-citernes.

TABLEAU IV

LIVRAISONS DE PÉTROLE BRUT À DESTINATION DES ÉTATS-UNIS ET DU CANADA ORIENTAL PAR L'OLÉODUC INTERPROVINCIAL, 1970-79[1]

	Livraisons aux États-Unis (barils par jour)	Livraisons au Canada oriental (barils par jour)
1970	403 967	380 570
1971	470 395	390 802
1972	585 274	414 306
1973	762 491	467 897
1974	626 525	524 805
1975	512 559	510 174
1976	448 886	611 258
1977	450 787	824 811
1978	408 252	880 328
1979	406 886	972 162

Le champ pétrolifère de Norman Wells, dans la vallée du Mackenzie sera peut-être bientôt rattaché à l'oléoduc Interprovincial. Les réserves actuelles de pétrole de la région de Norman Wells sont évaluées à environ 600 millions de barils, ce qui justifie amplement la construction d'une nouvelle ligne. Imperial Oil prévoit augmenter la capacité de la raffinerie à 25 000 barils par jour et expédier, vers le sud et par l'oléoduc, tout surplus de production. Au moment d'écrire ces lignes, l'Office national de l'énergie n'avait pas encore pris de décision concernant la demande soumise par Imperial Oil; on s'attendait cependant à ce qu'elle soulève un débat centré sur les revendications territoriales autochtones.

L'oléoduc Interprovincial demeure le principal véhicule pour la livraison de pétrole brut canadien aux raffineries des États-Unis. Cependant, une grande quantité de pétrole est aussi acheminée vers le Sud le long de l'oléoduc *Rangeland* qui part d'Edmonton et dessert les raffineries de l'état du Montana.

L'oléoduc *Trans Mountain* (1953) relie Edmonton à Burnaby, banlieue de Vancouver, sur la côte du Pacifique. Sa principale fonction consiste à approvisionner les raffineries de la région métropolitaine de Vancouver en pétrole brut et en liquides du gaz naturel en provenance de l'Alberta (Imperial Oil à Ioco, Chevron Canada et Shell à Burnaby, Gulf à Port Moody).

Un oléoduc appartenant à Westcoast Petroleum Ltd., d'une capacité de 72 000 barils par jour, relie les champs de pétrole de la région de la rivière à-la-Paix en Colombie-Britannique à l'oléoduc Trans Mountain qu'il rejoint dans l'intérieur à Kamloops.

---

1. *The Financial Post.*

La Montreal Pipe Line Co. (Can.) et la Portland Pipe Line Corp. (É.-U.), gerées par un consortium de compagnies pétrolières, exploitent un oléoduc de 378 km entre Portland (Maine) sur l'Atlantique et les raffineries de l'est de l'Île de Montréal. Cet oléoduc permet la livraison à Montréal de grandes quantités de pétrole brut importé, surtout en provenance du Venezuela. Les livraisons s'échelonnent normalement sur toute l'année, la côte du Maine étant presque toujours libre de glaces. En 1978, 46% du pétrole importé au Québec provenait du Venezuela, 14% venait d'Iran, 13% d'Arabie Saoudite et 9% d'Irak. [1] Une partie de ce pétrole était livré par navires-citernes (comme pour la raffinerie de Golden Eagle) mais la plus grande partie était acheminée sur le tronçon Portland-Montréal.

1.2 les aspects géographiques de l'industrie canadienne du raffinage

Bien que la quasi-totalité du pétrole canadien soit produite dans l'Ouest, la majeure partie est acheminée vers l'Est pour y être raffinée. Le tableau V donne la capacité en barils de pétrole brut par jour des diverses raffineries en opération. Il indique également la capacité de raffinage par province, par grande région et par grande ville. Le *Canada central*, à savoir le Québec et l'Ontario, totalise 60,8% de la capacité de raffinage totale dont une grande partie est concentrée dans la région montréalaise (23,0%) et à Sarnia (20,3%). Les industries de raffinage et de pétrochimie de la région de Sarnia, ville natale de la firme géante Imperial Oil, doivent leur origine aux modestes gisements de pétrole du sud-ouest ontarien exploités depuis les années 1850. Dans le passé, ces gisements locaux étaient complétés par des approvisionnements acheminés par navires-citernes (Sarnia est située sur la voie maritime du St-Laurent et des Grands Lacs) et par oléoduc, depuis les États-Unis. En 1953 cependant, l'oléoduc Interprovincial arrivait jusqu'à Sarnia, ce qui assurait les raffineries locales d'un afflux constant de pétrole de l'Ouest.

Les raffineries et industries pétrochimiques de Montréal ont été aménagées au moment où le pétrole de l'Ouest ne pouvait être livré à l'Est et où le pétrole étranger était bon marché et facile à se procurer. De plus, l'énorme marché que représentent Montréal et le Québec justifient le prolongement de l'oléoduc. La position de Montréal comme premier centre du raffinage de pétrole au Canada, a été renforcée depuis 1976, grâce à la prolongation jusqu'à cette ville, de l'oléoduc Interprovincial.

La capacité de raffinage des *provinces des Prairies* représente 15,5% du total national et l'Alberta en raffine les quatre cinquièmes. Edmonton est le principal centre de raffinage surtout en raison des énormes usines d'Imperial Oil et de Gulf qui sont les plus importantes de l'Ouest. Les oléoducs qui transportent les produits pétroliers permettent de distribuer des produits raffinés à d'autres villes des Prairies. La *Colombie-Britannique* ne totalise que 7,4% de la capacité de raffinage totale et les quatre cinquièmes sont concentrés dans la région métropolitaine de Vancouver qui regroupe la majeure partie de la population, de même que les grandes industries.

---

1. *Importations internationales du Québec*, Bureau de la statistique du Québec, 1978.

Bien que deux des plus grandes raffineries de la *région atlantique* soient maintenant fermées, cette région représente 16,2% de la capacité totale de raffinage. De plus, si les raffineries de Come-by-Chance et de Point Tupper reprenaient leurs opérations, la part des provinces atlantiques dans la capacité de raffinage nationale passerait à 22,4%. Cette région n'est cependant pas une région productrice de pétrole et elle ne compte qu'un petit pourcentage de la population du Canada. L'importance de l'industrie du raffinage lui vient de la facilité d'accès aux sources de pétrole étranger, surtout du Venezuela et du Moyen-Orient.

Il est intéressant de remarquer que bon nombre de grandes villes canadiennes n'ont que peu ou pas d'installations de raffinage, par exemple, Ottawa-Hull, Winnipeg, Calgary, London et Victoria.

Fig. 2 ***Raffinerie de pétrole, Edmonton, Alberta.***

Source: ***Office national du film du Canada***

TABLEAU V

PUISSANCE DES RAFFINERIES, PAR PROVINCES, PAR GRANDES RÉGIONS ET PAR GRANDES VILLES[1]

	COMPAGNIE	SITE DE LA RAFFINERIE	PUISSANCE EN PÉTROLE BRUT (en barils par jour)
TERRE-NEUVE	Golden Eagle Canada	Holyrood	14 000
NOUVELLE-ÉCOSSE	Imperial Oil	Halifax (Dartmouth)	83 900
	Texaco Canada	Halifax	20 000
NOUVEAU-BRUNSWICK	Irving Refining	Saint John	250 000
QUÉBEC	Shell Canada	Montréal (Montréal-Est)	120 000
	Petro-Canada	Montréal (Pointe-aux-Trembles)	95 000
	Imperial Oil	Montréal (Montréal-Est)	79 000
	Gulf Canada	Montréal (Montréal-Est)	77 300
	BP Oil	Montréal (Ville d'Anjou)	75 000
	Texaco Canada	Montréal (Montréal-Est)	74 500
	Golden Eagle Canada	Québec (St-Romuald)	100 000
ONTARIO	Petrosar	Sarnia (Corunna)	160 000
	Imperial Oil	Sarnia	132 000
	Sunoco	Sarnia	95 000
	Shell Canada	Sarnia (Corunna)	74 000
	Gulf Canada	Toronto (Clarkson)	79 100
	BP Oil	Toronto (Oakville)	78 000
	Shell Canada	Toronto (Oakville)	44 000
	Texaco Canada	Nanticoke	95 000
MANITOBA	Shell Canada	Winnipeg (St-Boniface)	30 000
SASKATCHEWAN	Consumers' Co-op	Regina	27 000
	Gulf Canada	Moose Jaw	13 300
ALBERTA	Imperial Oil	Edmonton (Strathcona)	151 000
	Gulf Canada	Edmonton	80 000
	Texaco Canada	Edmonton	24 000
	Husky Oil	Lloydminster	11 500
	Gulf Canada	Calgary	8 700
	Shell Canada	Bowden	5 000
COLOMBIE-BRITANNIQUE	Imperial Oil	Vancouver (Ioco)	41 000
	Gulf Canada	Vancouver (Port Moody)	37 200
	Chevron Canada	Vancouver (Burnaby)	35 000
	Shell Canada	Vancouver (Burnaby)	22 000
	Petro-Canada	Taylor	14 300
	Husky Oil	Prince George	10 000
	Gulf Canada	Kamloops	8 800
TERRITOIRES DU NORD-OUEST	Imperial Oil	Norman Wells	3 000
TOTAL GÉNÉRAL			2 267 600

1. Adapté du *Financial Post Survey of Mines and Energy Resources*, 1980. Les raffineries suivantes ont été exclues de ce tableau:
   - raffinerie de Come-by-Chance (T.-N.): puissance journalière de pétrole brut de 100 000 barils (fermée en 1976);
   - Gulf Canada à Point Tupper (N.-É.): puissance journalière de 81 000 barils (fermée en 1980);
   - Texaco Canada à Port Credit (Ont.): puissance journalière de 48 000 barils. La production a été confiée à la nouvelle raffinerie de Texaco à Nanticoke (Ont.).

(suite du tableau V)

TOTAL PAR PROVINCE		% PAR PROVINCE
TERRE-NEUVE	14 000	0,6%
NOUVELLE-ÉCOSSE	103 900	4,6
NOUVEAU-BRUNSWICK	250 000	11,0
QUÉBEC	620 800	27,4
ONTARIO	757 100	33,4
MANITOBA	30 000	1,3
SASKATCHEWAN	40 300	1,8
ALBERTA	280 200	12,4
COLOMBIE-BRITANNIQUE	168 300	7,4
TERR. DU NORD-OUEST	3 000	0,1
Total	2 267 600 barils	100,0%

% PAR GRANDE RÉGION	
RÉGION ATLANTIQUE	16,2%
CANADA CENTRAL	60,8
PROVINCES DES PRAIRIES	15,5
COLOMBIE-BRITANNIQUE	7,4
TERR. DU NORD-OUEST	0,1
	100,0%

% PAR GRANDE VILLE	
MONTRÉAL	23,0%
SARNIA	20,3
EDMONTON	11,2
ST-JEAN (N.-B.)	11,0
TORONTO	8,9
VANCOUVER	6,0
HALIFAX	4,6
QUÉBEC	4,4

Le Canada occidental possède d'abondantes réserves de gaz naturel; cependant le réseau national de distribution n'était pas complet en octobre 1980, et le gaz n'était toujours pas acheminé au delà de Sorel au Québec. Pour l'instant, le vaste marché en puissance que représentent le Québec oriental et les provinces de l'Atlantique est fermé aux producteurs de gaz de l'Alberta.

Au Canada, le gaz naturel est surtout utilisé comme combustible dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel; en ceci il remplace avantageusement le mazout. Par ailleurs, de tous les combustibles fossiles, le gaz naturel est celui dont la combustion a le moins d'effets nocifs sur l'environnement. Pour encourager les consommateurs canadiens à convertir leurs systèmes de chauffage au gaz naturel, le prix du gaz est maintenu depuis 1973 à 85% des btu équivalents au mazout,[1] lequel est lui-même subventionné par le gouvernement.

Le Canada dispose d'un énorme excédent de gaz naturel si bien qu'il en a exporté de vastes quantités vers les États-Unis, soit environ 30% de sa production totale, durant les cinq dernières années (tableau VI). Le surplus de gaz naturel de l'ouest des États-Unis, ajouté au coût élevé du gaz canadien, a contribué à la forte baisse des exportations en 1980.

La production de gaz naturel au Canada s'est maintenue à plus de trois trillions de pieds cubes par an au cours des dernières années (tableau VII) et elle a atteint un sommet de 3 334 966 000 mpc (mpc = millier de pieds cubes) en 1979. L'Alberta qui produisait 86,5% du gaz naturel du pays en 1979 (par rapport à 83,8% en 1975), est responsable de la plus grande partie de cet accroissement.

TABLEAU VI

EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL, 1975-79[2]
(en millions de pieds cubes)

	Volume de gaz exporté	% de la production totale exporté
1975	946 848	30,6%
1976	953 570	30,8%
1977	999 715	30,9%
1978	881 124	28,2% (82,1% en provenance de l'Alberta; 17,9% de la Colombie-Britannique)
1979	1 000 564	30,0% (80,9% en provenance de l'Alberta; 19,1% de la Colombie-Britannique)

En 1980, l'Office national de l'énergie évaluait les réserves canadiennes de gaz naturel à 84,7 trillions de pieds cubes. L'Alberta possédait 67% de ces réserves, les Territoires du Nord-Ouest 22% et la Colombie-Britannique 9%. Les estimations récentes de la Commission

1. La British thermal unit mesure la quantité de chaleur ou d'énergie contenue dans un combustible. Une btu est la quantité de chaleur requise pour élever un degré Fahrenheit une livre (anglaise) d'eau.
2. Catalogue 26-213 et catalogue 26-006 (décembre 1979), Statistique Canada.

géologique du Canada des réserves probables englobent le potentiel des régions dites "frontières" du Canada et en particulier celui du Mackenzie et de la mer de Beaufort, des îles de l'Arctique et de la Côte-est. En raison du coût très élevé des livraisons, la production dans ces régions ne débutera certainement pas avant que les réserves des zones de production en fonction soient épuisées.

Potentiel de gaz (Commission géologique du Canada, 1980)[1]

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	112 trillions de pieds cubes
Îles de l'Arctique	87 trillions de pieds cubes
Côte-est	72 trillions de pieds cubes

L'une des plus grandes et des plus importantes découvertes de gaz naturel des dernières années a été celle de Canadian Hunter dans la région du Deep Basin le long de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, près de Grande Prairie; les réserves de cette région sont estimées entre 14 et 30 trillions de pieds cubes.

Les industries de traitement du gaz naturel sont surtout concentrées en Alberta et les sous-produits de cette industrie sont particulièrement précieux. Les liquides issus du gaz naturel ("pentanes plus") partagent de nombreuses propriétés des pétroles bruts légers et sont par conséquent vendus aux raffineries de pétrole. De plus, on a retiré du gaz naturel environ 5 500 000 tonnes de soufre en 1978, en Alberta surtout. L'éthane utilisé dans l'industrie pétrochimique est aussi issu du gaz naturel.

TABLEAU VII

PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU CANADA, PAR PROVINCE, 1975-79[2]
(en millions de pieds cubes)

	1975	1976	1977	1978	1979
Volume	3 089 530	3 095 323	3 230 672	3 128 056	3 334 966
Part de l'Alberta	83,8%	84,6%	85,3%	86,3%	86,5%
Part de la C.-B.	13,8	13,2	12,8	11,8	11,7
Part de la Saskatchewan	2,0	2,0	1,6	1,5	1,5
Part de l'Ontario	0,4	0,2	0,3	0,4	0,3
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

1. D'après le *Globe and Mail* du 4 octobre 1980.
2. Catalogue 26-213 et catalogue 26-006 (décembre 1979), Statistique Canada. Les chiffres de production pour le Nouveau-Brunswick, le Québec, le territoire du Yukon et les Territoires du Nord-Ouest ne sont pas inclus.

2.1 les gazoducs

Les principaux éléments de livraison du gaz naturel au Canada étaient déjà en place à la fin des années 1970. Le plus important, le *gazoduc TransCanada* d'une longueur de 9 326 kilomètres, relie les champs gazéifères de l'Alberta aux marchés industriels et résidentiels de l'Ontario et du sud-ouest du Québec (voir fig. 3, p. 18). La majeure partie du gaz transporté dans cette conduite est fournie à la frontière de l'Alberta-Saskatchewan par la société Nova Corporation (connue sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company jusqu'en 1980) qui exploite un réseau très ramifié de ramassage du gaz au sein de la province. Cependant, une petite quantité de gaz naturel de la Saskatchewan se trouve aussi canalisée dans ce réseau.

Par contraste avec l'oléoduc Interprovincial, le gazoduc TransCanada est entièrement canadien, c'est-à-dire que sa conduite principale ne quitte jamais le sol canadien. Elle va jusqu'à Regina et Winnipeg, passe au nord du lac Supérieur, par Thunder Bay, Kapuskasing et North Bay d'où elle descend sur Toronto. Cependant, une ligne appartenant à une succursale américaine, le Great Lake Transmission Co., descend de Winnipeg vers les États-Unis (Minnesota, Wisconsin et Michigan), ce qui permet d'exporter des quantités considérables de gaz[1] avant de rejoindre le tronc commun à Toronto. De là, le gaz est canalisé le long de la vallée du St-Laurent vers Montréal et Sorel, terminus canadien de la ligne. Une autre ligne traverse la péninsule du Niagara jusqu'à Niagara Falls (N.Y.). Au printemps 1980, l'Office national de l'énergie approuvait un plan visant à prolonger le réseau de livraison vers l'Est (Québec) et à construire des lignes de distribution pour desservir les régions adjacentes. L'Office n'approuvait pas à cette époque, la prolongation du gazoduc vers les provinces maritimes; cependant, cette approbation fut accordée en 1981. En plus, si les réserves de gaz offshore[2] du plateau écossais (Scotian shelf) se révèlent suffisantes, on installera très certainement un gazoduc sous-marin vers la Nouvelle-Écosse, ce qui pourrait couvrir une partie des besoins des Maritimes.

Le second élément majeur du réseau de livraison de gaz naturel du Canada est le *Westcoast Transmission* Pipeline (1957) qui relie les grands champs gazéifères des régions de la rivière à-la-Paix et de Fort Nelson, au nord-est de la Colombie-Britannique, avec la région très peuplée de la plaine côtière (Vancouver) au sud-ouest de la province. Des lignes de ramassage de ce réseau s'étendent au nord-ouest de l'Alberta, dans la région du Mackenzie et du Yukon. La compagnie distribue également du gaz naturel dans les régions de Prince Rupert, de l'Okanagan et du Kootenay et elle a récemment proposé la construction d'un gazoduc sous le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver.[3] En tout, Westcoast Transmission fournit environ 95% du gaz naturel de la Colombie-Britannique.

---

1. Cependant, la majeure partie des exportations albertaines de gaz naturel vers les États-Unis est acheminée par Kingsgate dans le sud-est de la Colombie-Britannique le long d'un réseau de livraison qui n'est pas relié au gazoduc TransCanada.
2. Gisements situés au large des côtes.
3. Cependant, le contrat d'alimenter l'île de Vancouver en gaz naturel vient d'être accordé à B.C. Hydro.

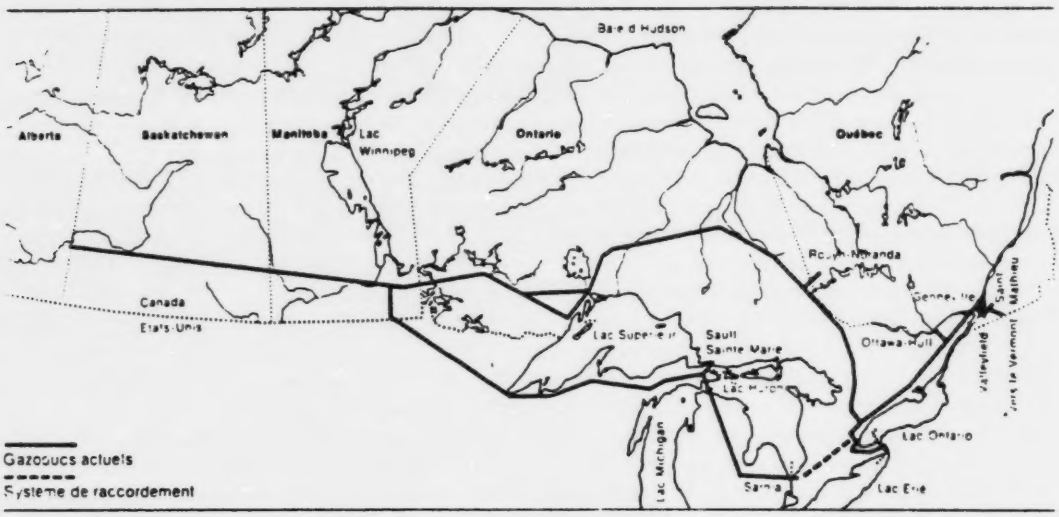


Fig. 3 *Le réseau de TransCanada PipeLines*

Source: *L'énergie au Québec*
Livre blanc sur la politique énergétique québécoise.
Éditeur officiel du Québec, 1977.

2.2 deux projets de gazoducs dans le Nord

Durant la dernière décennie, d'énormes gisements de gaz naturel ont été découverts dans le nord de l'Alberta, dans la région du delta du Mackenzie, sous le lit de la mer de Beaufort et dans les îles canadiennes de l'Arctique. On a de plus, bon espoir de découvrir d'autres gisements importants de gaz naturel dans le Nord. Ce gaz n'atteindra les marchés du Sud que lorsque les réserves des régions exploitées donneront des signes évidents d'épuisement.

Le Canada et les États-Unis disposent d'un excédent de gaz naturel, mais pour ces derniers, la situation est temporaire. C'est pourquoi les premiers gisements de gaz de l'extrême Nord exploités seront ceux du versant-nord de l'Alaska à Prudhoe Bay. Le gaz sera expédié vers le Sud par le gazoduc Foothills, long de 7 700 km, qui rejoindra les lignes existantes dans l'ouest des États-Unis. Ce gazoduc permettra la livraison de 2,4 milliards de pieds cubes de gaz par jour qui seront presque entièrement utilisés aux États-Unis. Cependant, environ 40% du gazoduc (soit 3 260 km) se trouvera nécessairement au Canada et traversera le sud du Yukon, le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord de l'Alberta en suivant à peu près le tracé de la route de l'Alaska (Alaska Highway). Le coût total de la construction de la portion canadienne a été évalué à 5 800 000 000 $. Il est prévu qu'avant 1987 un gazoduc latéral, entièrement canadien (le "Dempster lateral") reliera l'embouchure du Mackenzie au tronc principal à Whitehorse, en traversant le nord du Yukon. Ceci permettra le transport vers le sud canadien de 1,2 milliard de pieds cubes de gaz supplémentaires par jour, en provenance des champs du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Le coût de construction du gazoduc latéral a été évalué 2 500 000 $ et le tronc principal est prévu pour recevoir ce flot de gaz supplémentaire. Ceci paraît être le principal, sinon le seul, avantage durable de ce projet pour le Canada. Il reste cependant important car il réduira considérablement le coût éventuel du transport du gaz du Mackenzie et de la mer de Beaufort, vers le marché.

Le gazoduc Foothills sera un des plus grands projets de construction jamais entrepris au Canada au même titre que la voie maritime du St-Laurent ou le projet hydro-électrique de la baie de James. En raison de son importance, de sérieux problèmes de financement ont surgi à la fois aux États-Unis et au Canada ce qui en a retardé le démarrage.

D'importantes découvertes de gaz naturel ont été faites sur certaines îles de l'Arctique, notamment Melville, Borden et Ellef Ringnes, et sur le littoral marin adjacent. Mais l'importance de ces gisements n'est pas suffisamment assurée pour justifier l'énorme coût de construction d'un gazoduc vers le Sud. Petro-Canada étudie la possibilité de liquéfier le gaz naturel de façon à le transporter vers les marchés, dans des navires géants spécialement conçus et adaptés aux conditions climatiques du grand Nord.

Durant la dernière décennie la production de charbon s'est accrue de manière considérable au Canada. Comme l'indique le tableau VIII, cet accroissement date de 1970 et depuis lors la production n'a fait que s'accroître; les quantités de charbon extraites actuellement sont 3,4 fois plus élevées qu'en 1969. Cette remarquable expansion de l'industrie d'une des ressources les plus négligées au Canada s'explique en grande partie par la décision prise à la fin des années 1960, de permettre l'exportation de grandes quantités de charbon métallurgique de la Colombie-Britannique et de l'Alberta vers le Japon. L'achèvement du terminal Roberts Bank de Vancouver, spécialisé dans la manutention en vrac, a cependant été nécessaire pour entreprendre de grosses expéditions vers l'Extrême-Orient. Il existe aussi d'importantes nouvelles utilisations pour le charbon au sein même du Canada. L'Alberta et la Saskatchewan tirent maintenant la plupart de leur électricité de centrales thermiques qui brûlent du charbon sous-bitumineux (houille maigre) et de la lignite; ces centrales sont généralement situées dans les régions carbonifères. Ontario Hydro a toujours été un gros importateur de charbon bitumineux américain pour ses centrales thermiques mais cette compagnie se tourne maintenant de plus en plus vers la houille maigre, en provenance de l'Ouest. La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick consomment également de plus grandes quantités de charbon dont la quasi-totalité est extraite sur les lieux.

TABLEAU VIII

PRODUCTION DE CHARBON AU CANADA, 1965-79[1]

ANNÉE	PRODUCTION EN KILOTONNES
1965	10 433
1966	10 142
1967	10 107
1968	9 969
1969	9 681
1970	15 063
1971	16 721
1972	18 787
1973	20 472
1974	21 268
1975	25 259
1976	25 476
1977	28 520
1978	30 477
1979	33 019

1. Catalogue 20-206 et catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.

L'Alberta, première province canadienne pour l'extraction du charbon, produisait un peu plus de 45% de la production nationale en 1979. Cependant, la production de charbon, entièrement bitumineux, de la Colombie-Britannique était beaucoup plus considérable en termes de dollars. La Saskatchewan produisait en 1979, 5 millions de tonnes de lignite destinée surtout à ses propres centrales thermiques. La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick produisent peu mais il s'agit uniquement de houille grasse, de bonne qualité et entièrement cokéfiable.

TABLEAU IX

PRODUCTION DE CHARBON AU CANADA, PAR PROVINCE, 1979[1]
(en tonnes)

	Houille grasse	Houille maigre	Lignite	Total	%
Alberta	5 349 022	9 574 698	-	14 923 720	45,2%
Colombie-Britannique	10 615 995	-	-	10 615 995	32,2%
Saskatchewan	-	-	5 012 629	5 012 629	15,2%
Nouvelle-Écosse	2 156 980	-	-	2 156 980	6,5%
	309 635	-	-	309 635	0,9%
	18 431 632	9 574 698	5 012 629	33 018 959	100,0%

En dépit de ses exportations massives de charbon vers le Japon et ailleurs, le Canada importe des États-Unis des quantités surprenantes de houille grasse. La quasi-totalité de ce charbon (98% en 1979) est livrée à l'Ontario où il est utilisé soit pour fabriquer de l'électricité dans les énormes centrales thermiques de la province (eg. Nanticoke) soit pour produire du coke pour les aciéries ontariennes (STELCO, DOFASCO, Algoma). Le tableau X illustre les importations canadiennes de charbon qui sont demeurées très élevées, et de beaucoup supérieures aux exportations, en 1979. Il ne serait cependant pas économique, et peut-être même impossible au point de vue logistique, d'approvisionner les centrales thermiques ontariennes exclusivement

TABLEAU X

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS DE CHARBON, CANADA, 1978 et 1979[2]

	Production totale de charbon au Canada	Exportations	Importations
1979	33 018 960	13 658 453	17 433 659
1978	30 476 846	13 633 259	14 119 420

1. Catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.
2. Catalogue 26-206 et catalogue 45-002 (décembre 1979).

avec du charbon de l'Alberta et de la Saskatchewan. Le charbon est bien expédié vers l'Est (par train jusqu'à Lakehead puis par chaland vers Nanticoke et ailleurs) mais il est peu probable que le charbon de l'Ouest ne vienne jamais remplacer complètement la houille grasse toute proche de la Pennsylvanie, de l'Ohio et de la Virginie de l'Ouest.

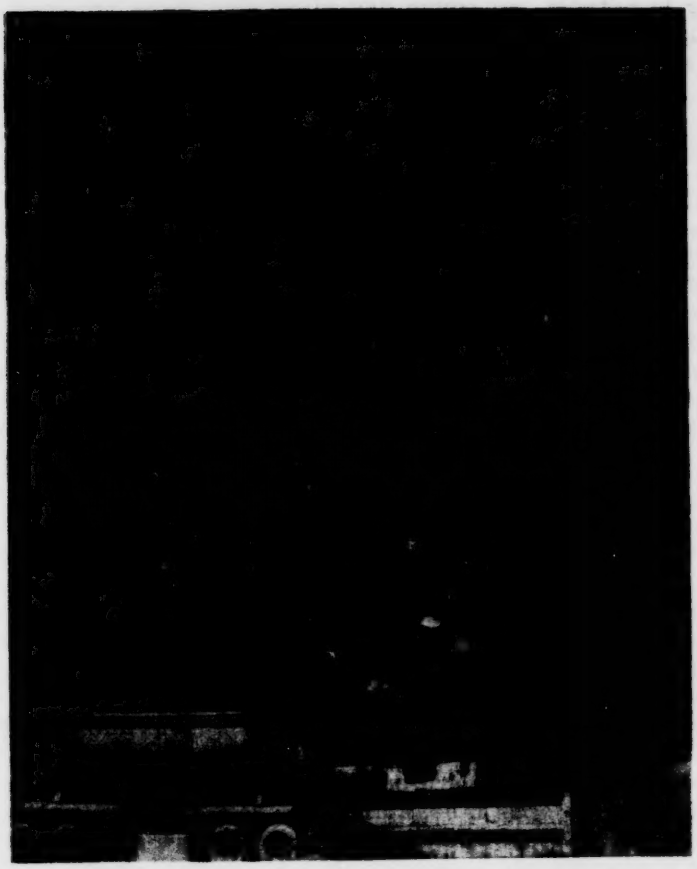


Fig. 4 *Mine de charbon, Carmacks, Yukon.*
Source: *Office national du film du Canada*

Les gisements de charbon canadiens sont situés surtout dans l'Ouest et la majeure partie des réserves du pays, réserves mesurées et réserves probables, se trouvent dans l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. Les réserves "mesurées" s'élèvent, à elles seules, à environ 32 milliards de tonnes et dureront 500 ans, aux taux de production actuels. Nos réserves de charbon apparaissent donc inépuisables. De plus en plus, le charbon est utilisé comme substitut du pétrole non seulement au Canada mais aux États-Unis et, si l'on en croit ses partisans les plus enthousiastes, le charbon pourrait bien "se classer au premier rang des ressources énergétiques des vingt années à venir et prendre ainsi la place occupée par le pétrole, au cours des vingt dernières années".[1] Si tel est le cas, le Canada disposerait, semble-t-il, de richesses naturelles suffisantes pour prospérer à l'âge du charbon.

1. Porte-parole de la Manalta Coal Company dans le *Globe and Mail* du 1er octobre 1980.

Chapitre 4 LES RESSOURCES HYDRAULIQUES

Dans l'esprit des Canadiens, "hydro" et "électricité" sont pratiquement synonymes bien que, actuellement, 70% seulement de la production d'énergie électrique au Canada soit d'origine hydraulique. Presque tout le reste provient des centrales thermiques dont les turbines à vapeur sont alimentées par le charbon, le pétrole, le gaz naturel, l'uranium et, en Colombie-Britannique, les résidus du bois et la lessive épuisée. De plus, on brûle du carburant diesel pour produire de l'électricité, dans les villages isolés du Canada atlantique, boréal, subarctique et arctique. En Ontario, la majeure partie de l'électricité produite par la compagnie Ontario Hydro, est d'origine thermique. Dans plusieurs provinces, et surtout en Alberta, l'énergie hydro-électrique occupe peu de place et dans une province au moins, l'Île-du-Prince-Édouard, il n'y en a pas du tout.

Cinq des dix provinces sont cependant d'importants producteurs d'hydro-électricité: le Québec, la Colombie-Britannique, l'Ontario, Terre-Neuve et le Manitoba. Toutes ont en effet de nombreuses ressources hydrauliques et d'abondantes eaux de ruissellement. Trois d'entre elles (la Colombie-Britannique, le Québec et Terre-Neuve) se caractérisent par une topographie particulièrement accidentée. Quatre de ces cinq provinces sont en partie sises sur le Bouclier canadien et la cinquième est occupée par une grande partie de la cordillère montagneuse canadienne. Il n'est donc pas étonnant que l'énergie hydro-électrique joue un rôle si important dans le tableau énergétique de ces provinces.

Le Québec est de loin le plus important producteur d'électricité d'origine hydraulique et, au début de 1979, cette province possédait 39,8% de la capacité d'équipement hydraulique canadienne (tableau XI).[1] Le Québec est aussi le principal consommateur d'électricité au Canada (tableau XII)--en raison surtout d'une forte utilisation d'énergie électrique dans le secteur industriel--suivi de l'Ontario. La quasi-totalité (99,4%) de l'électricité produite au Québec est d'origine hydraulique (tableau XIII) car le Québec n'a ni charbon, ni pétrole, ni gaz naturel et les importations de combustibles fossiles sont coûteuses. Le Québec est tributaire de ses ressources hydrauliques; ses autres ressources énergétiques sont si rares que la compagnie Hydro-Québec s'est engagée à acheter jusqu'en 2009, la presque totalité de l'énergie électrique produite par l'énorme complexe de Churchill Falls à Terre-Neuve, le plus important du Canada.

En Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve, plus de 95% de l'énergie électrique est d'origine hydraulique (tableau XI). Bien que la Colombie-Britannique jouisse de plusieurs ressources énergétiques (vastes gisements de charbon, importants champs de gaz naturel, modestes réserves de pétrole), elle a choisi de tirer parti de son vaste potentiel hydraulique pour couvrir la presque totalité de ses besoins en énergie électrique. L'Ontario, en raison de la densité de sa population,

---

1. L'immense installation hydro-électrique de la baie de James, dont la première phase est entrée en opération en 1979, n'est pas incluse dans ce tableau.

est un cas spécial. Bien que cette province représente un pourcentage élevé (presque 17%) des installations hydrauliques du pays, presque tous les sites propices aux grands aménagements hydro-électriques sont déjà exploités. Ces dernières années Ontario Hydro s'est consacré presque exclusivement à l'accroissement de sa puissance thermique (charbon, nucléaire, pétrole et un peu de gaz naturel) si bien que maintenant 38% seulement de l'électricité ontarienne est d'origine hydraulique.

TABLEAU XI

PUISSANCE INSTALLÉE DES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES ET À VAPEUR, PAR PROVINCE 31/12/78[1]

% canadien de la puissance hydro-électrique installée			% canadien de la puissance thermique installée[2]
Québec	- 36,8%	57,1% -	Ontario
Colombie-Britannique	- 17,6	13,6 -	Alberta
Ontario	- 16,9	5,6 -	Colombie-Britannique
Terre-Neuve	- 15,2	5,2 -	Nouveau-Brunswick
Manitoba	- 7,6	4,6 -	Saskatchewan
Alberta	- 1,7	4,2 -	Nouvelle-Écosse
Nouveau-Brunswick	- 1,6	3,6 -	Québec
Saskatchewan	- 1,4	1,8 -	Terre-Neuve
Nouvelle-Écosse	- 0,9	1,5 -	Manitoba
T. du N.-O. et Yukon	- 0,3	0,5 -	T. du N.-O. et Yukon
Île-du-Prince-Édouard	- --	0,4 -	Île-du-Prince-Édouard
	100,0%	1,9 -	non assignée
		100,0%	

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ne comptent à elles deux que pour 2,5% de la capacité nationale d'énergie hydro-électrique (tableau XI). La Saskatchewan et l'Alberta tirent très peu de l'énergie hydro-électrique, bien que ces deux provinces jouissent de plusieurs sites hydrauliques appropriés. La plus grande partie de leur énergie électrique est fournie par des centrales thermiques alimentées au charbon local.

Bien qu'il soit maintenant possible d'expédier de l'électricité sur de grandes distances sans avoir à subir de pertes considérables, le système de distribution canadien demeure incomplet et il n'existe pas de réseau de distribution nationale. La majeure partie du potentiel hydraulique canadien est concentré dans la région du "moyen Nord"; cependant dans quatre des cinq grandes provinces productrices d'électricité, la majorité de la population est regroupée dans les grands complexes urbains-industriels, situés près de la frontière américaine (Toronto-Hamilton, Montréal, Winnipeg et Vancouver). C'est pourquoi la plupart des axes de transmission sont plus ou moins orientés nord-sud; les plus beaux exemples étant les lignes allant du barrage de la rivière à-la-Paix vers Vancouver (500 kilovolts), de l'installation des Kettle Rapids vers Winnipeg (450 kV), du bassin hydrographique de la baie James vers Toronto (500kV), de la baie de James (Québec) vers Montréal (735 kV)

1. Catalogue 57-206, Vol. III, 1978.
2. Vapeur (charbon, pétrole, nucléaire, gaz naturel, autres), combustion interne et turbines à gaz.

TABLEAU XII

PRODUCTION ET CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, PAR PROVINCE, 1978[1]
(mégawatt heures - MWh)

	CANADA	TERRE-NEUVE	ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD	NOUVEAU BRUNSWICK	QUÉBEC	ONTARIO	MANITOBA	SASKATCHEWAN	ALBERTA	COLOMBIE-BRITANNIQUE	YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST
TOTALITÉ DE L'ÉNERGIE PRODUITE(services d'électricité et établissements industriels)	336 337 485 MWh	45 003 844	209 640	7 834 743	86 049 277	102 233 237	17 484 244	8 861 592	19 161 946	42 513 058	840 851
% du total par province	100,0%	13,38%	,06%	2,33%	25,58%	30,40%	5,20%	2,63%	5,70%	12,64%	,25%
TOTAL DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE CONSOMMÉE	316 827 254	7 980 115	478 464	8 385 162	109 926 083	101 570 602	13 240 163	8 823 502	19 111 392	40 102 023	837 832
EXCÉDENT (DÉFICIT)	+19 510 231 MWh	+37 023 729	(268 824)	(550 419)	(23 876 809)	+662 635	+4 244 081	+38 090	+50 554	+2 411 035	+3 019

1. Catalogue 57-202, 1978, Statistique Canada.

TABLEAU XIII

IMPORTANCE RELATIVE DE L'ÉLECTRICITÉ HYDRAULIQUE ET THERMIQUE, PAR PROVINCE, 1978[1]

	CANADA	T.-N.	Î.-du-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QUÉBEC	ONT.	MAN.	SASK.	ALB.	C.-B.	YUKON et T. du N.-O.
HYDRAULIQUE	69,63%	97,90%	-	12,56%	26,16%	99,38%	38,36%	97,13%	28,73%	9,56%	95,54%	71,24%
THERMIQUE	30,37%	2,10%	100,0%	87,44%	73,84%	0,62%	61,64%[2]	2,87%	71,27%	90,44%	4,46%	28,76%
	100,0%											

1. Sur la base de la production totale d'énergie électrique des services d'utilité et des établissements industriels. Catalogue 57-202, Vol. II, 1978, Statistique Canada.

2. Pour l'Ontario, 28,79% nucléaire et 32,85% "autres thermiques".

et des centrales de la Manicouagan et des Outardes vers Québec et Montréal (735 kV). Il existe cependant de bonnes liaisons entre le réseau électrique du Québec et celui des provinces maritimes et entre ceux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Les réseaux électriques de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario sont également interconnectés et quelques liaisons existent entre l'Ontario et le sud-ouest du Québec. L'électricité de Churchill Falls alimente le réseau du Québec par une ligne de transmission de 735 kV mais le réseau électrique de l'île de Terre-Neuve demeure isolé de celui du continent. Sur la côte-ouest cependant, une ligne de transmission sous-marine de 260 kV relie l'île de Vancouver au reste de la Colombie-Britannique.

1ère PARTIE

ASPECT PÉDAGOGIQUE

1ère partie

Les principales ressources énergétiques du Canada

Résumé

Le Canada est à l'heure actuelle, le plus grand consommateur d'énergie au monde, par habitant. Cette forte consommation s'explique en partie par les dimensions du pays, par sa faible densité de population et par son climat rigoureux. Elle reflète également le bas prix de cette énergie de même que le gaspillage que nous en faisons.

Le Canada compte presque exclusivement sur le pétrole, le gaz naturel, le charbon, l'énergie hydro-électrique et l'énergie nucléaire, pour subvenir à ses besoins énergétiques. Aussi, ces dernières années, les questions touchant le prix, la disponibilité et la conservation de l'énergie, sont-elles passées au premier rang des préoccupations canadiennes.

L'objectif général

Les activités pédagogiques reliées à cette première partie du texte ont pour objectif général de permettre à l'étudiant une vision globale du potentiel énergétique du Canada.

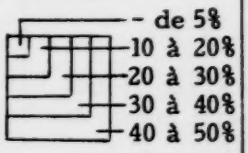
OBJECTIFS SPÉCIFIQUES	CONTENU
Cette série d'activités amène l'étudiant à: . reconnaître, en les localisant, les principales ressources énergétiques du Canada. . tenter quelques explications justifiant une telle localisation. . réfléchir sur les différentes politiques énergétiques de l'État. . comparer différents types d'énergie.	Les principales ressources énergétiques du Canada (texte pp. 3-29) Chapitre I - *Le pétrole* 1. Pétrole brut, pétrole léger 2. La production 3. Le transport 4. Le raffinage 5. Importation-exportation Chapitre II - *Le gaz naturel* 1. Les gazoducs 2. Les projets Chapitre III - *Le charbon* 1. Production 2. Importation-exportation Chapitre IV - *Les ressources hydrauliques* 1. Les principaux producteurs 2. Les grandes centrales 3. Le transport

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
Introduction . Les élèves se procurent un Atlas et, en petits groupes ou individuellement, effectuent les activités suivantes: 1. Repérer dans l'Atlas, à la planche intitulée: "Énergie, (Canada)" . les principaux gisements de pétrole au Canada. . les champs de sables bitumineux. . les réserves ou sites de charbon (houille). . les réserves de gaz naturel. . les principaux sites hydro-électriques. 2. On peut suggérer également aux élèves de reproduire cette carte, sur un papier-calque. 3. Observer et noter de quel type d'énergie dispose surtout: l'ouest, du pays; l'est, du pays. 4. Utiliser à nouveau l'Atlas, à la planche: Relief (Carte hypsométrique) et mettre en parallèle, le relief et les différentes sources d'énergie dominantes, à l'est et à l'ouest du Canada. 5. Noter ces observations et en discuter, en classe. *Sommaire* *Pétrole brut conventionnel* . léger, moyen, se trouve en nappes entre des plis de roches sédimentaires . profondeurs considérables . facile à extraire	. Texte p. 1 à 29 . Un Atlas, ex. Nouvel Atlas, Québec-Canada, Coll. Géographie Contemporaine, Éditions du Renouveau Pédagogique. . Atlas.	. Sens de l'observation. . Capacité d'établir des relations entre différents phénomènes.

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
Pétrole brut synthétique . extrait des sables bitumineux . très onéreux *Huile lourde* . non fluide . faibles profondeurs (1 200 mètres) . soutirée par pompage . ne peut être transportée par oléoduc Thème I (3 et 4) *Le pétrole, transport et transformation* *Notions:* Les plus grands champs pétrolifères du Canada étant situés en Alberta, Edmonton est devenu la plaque tournante du réseau canadien d'oléoducs.	. Texte p. 9 à 14	. La précision, la qualité du travail.
1. A l'aide du texte (p. 9) et de l'Atlas, indiquer au moyen d'un trait, sur la carte muette:[1] . le tracé des oléoducs qui acheminent le pétrole depuis les champs pétrolifères du nord et du centre de l'Alberta, jusqu'à Edmonton. . le tracé de l'oléoduc interprovincial, entre Edmonton et Montréal (voir le texte p. 9).	. Un Atlas. . Carte muette du Canada, p. 42	
2. Sur la même carte, reporter au moyen de cercles proportionnels, le pourcentage de la puissance des raffineries, par province. 3. Quelle ville canadienne peut être qualifiée de premier centre de raffinage de pétrole? 4. Chercher les principales raisons qui expliquent cette vocation (3).	. Texte p. 14; tableau V Exemple: . Carte d'Atlas, du Canada.	

1. L'enseignant fera penser aux élèves d'indiquer la légende au bas de leur carte muette.

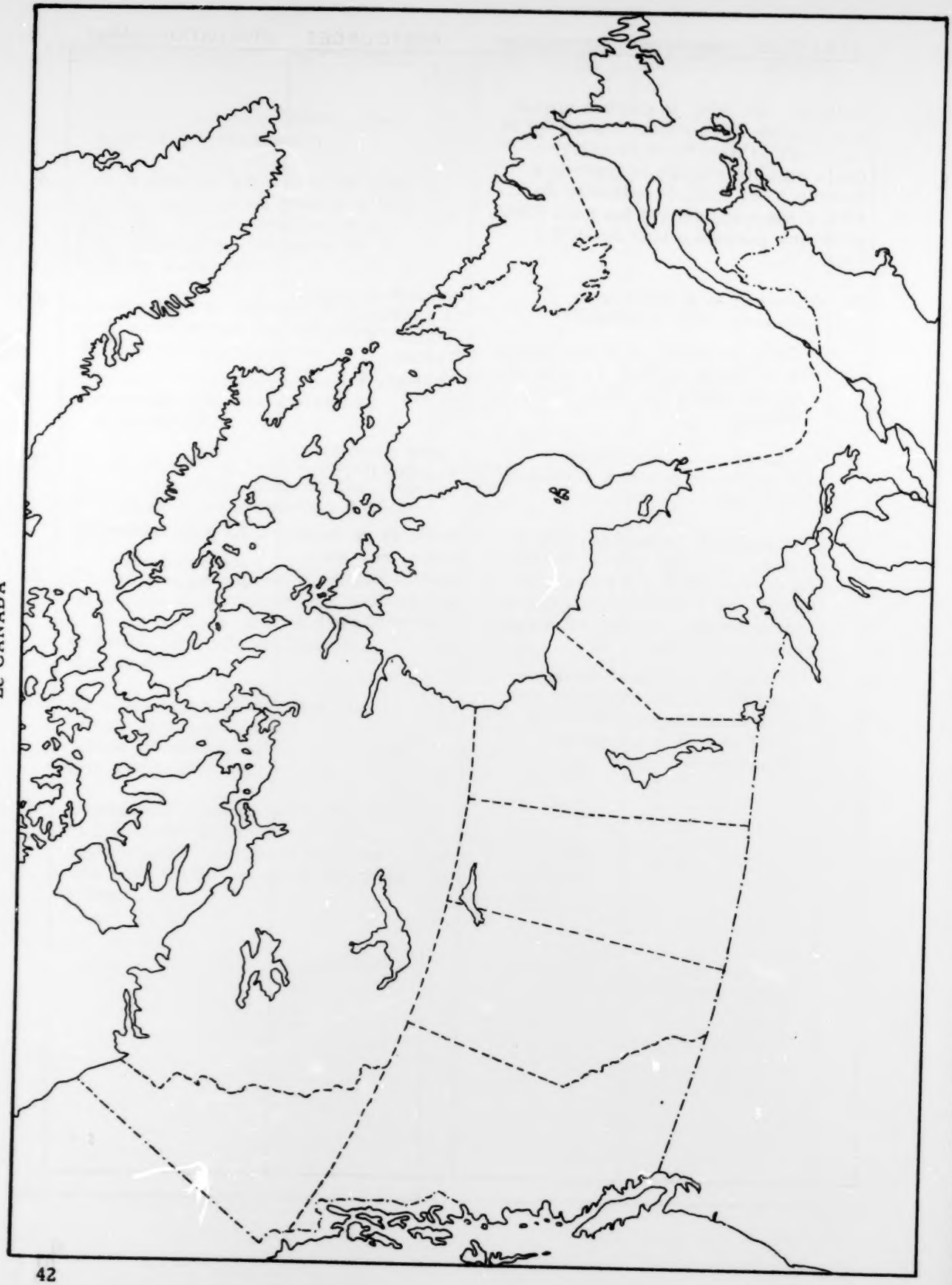
STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	*RESSOURCES*	*ÉVALUATION (élève)*
Thème I (5) *Le pétrole et les politiques gouvernementales*		
Notions: Le Canada suffit à ses besoins en pétrole dans une proportion de 83%; il demeure donc dépendant des pays producteurs dans une proportion de 17% de ses besoins.	. Texte pp. 7-8	Recherche, l'esprit d'initiative de l'étudiant dans les recherches de documentation pertinente.
1. Expliquer de quelle manière le gouvernement tente de réduire cette dépendance et cette vulnérabilité du Canada, face à ses besoins en pétrole.	. Articles de journaux, revues, etc.	
2. Justifier la politique "d'autonomie" pratiquée par le gouvernement, face aux provinces de l'Atlantique. Pour cette activité, on peut diviser la classe en deux groupes; un groupe recherche et développe les avantages d'une telle politique, alors que l'autre en expose les inconvénients.	. Texte p. 8 . Articles de journaux. . Bulletins d'information.	
Thème II *Le gaz naturel*		
1. Reporter sur la carte muette du Canada, les principaux gisements de gaz naturel. Utiliser un symbole simple et de petite dimension.	. Texte p. 15 . Un Atlas. . Carte muette, p. 42	
2. Indiquer sur cette même carte, le tracé des deux principaux gazoducs (le Trans-Canada et le Westcoast Transmission Pipeline).	. Texte p. 17	
3. Par quelle mesure, entre autre, le gouvernement tente-t-il d'inciter les citoyens à utiliser davantage le gaz naturel, comme source d'énergie?		État des connaissances acquises soit par la lecture du texte ou autre source d'information.

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	*RESSOURCES*	*ÉVALUATION (élève)*
4. L'enseignant et les élèves montent un dossier sur la construction du gazoduc de l'est du Québec. Un groupe d'élèves favorise le passage de ce gazoduc, le long du fleuve alors que l'autre défend la politique gouvernementale adoptée. - Les arguments développés doivent tenir compte: de la population des localités desservies - du caractère économique - de l'impact écologique - du caractère politique, d'une telle décision.		Discuter avec les élèves du mode et des critères d'évaluation de ce projet; s'en tenir à l'entente commune.
Thème III *Le charbon*		
Les élèves se reportent au tableau de la page 22 pour effectuer l'activité suivante.	. Texte p. 21 à 24	
1. En utilisant le figuré □, reporter sur le fond de carte déjà utilisée, les pourcentages de production du charbon, au Canada, par province. La taille du symbole doit être proportionnelle au pourcentage de production.	. Carte, p. 42 Exemple:  	. Précision. . Soin apporté au travail. . Méthode de travail. . Habileté à retenir l'essentiel des lectures.
2. Le charbon n'étant pratiquement plus utilisé comme combustible domestique, quelles en sont actuellement les principales utilisations? En donner au moins trois (3).	. Autres sources sur l'énergie, que l'on retrouve dans les bibliothèques.	
3. Quel pays est le plus gros importateur de charbon canadien?	. Journaux.	
4. En groupe, les élèves dressent un tableau des avantages et des inconvénients du pétrole et du charbon, comme source d'énergie. Ils devront tenir compte des éléments suivants: - coût (extraction-transformation) - transport - renouvellement - environnement etc.	. Connaissances personnelles. . Documentation de nature écologique.	

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	*RESSOURCES*	*ÉVALUATION (élève)*
5. Les élèves sont invités à constituer une documentation sur les grandes aciéries de leur province: nom, localisation, type de production, lieu d'origine du charbon utilisé, etc.	On peut s'adresser au ministère de l'Éducation et du Commerce de sa province, ou à Énergie, Mines et Ressources, OTTAWA.	. Initiative. . Aptitudes à utiliser la documentation.
Thème IV *Les ressources hydrauliques*		
Soixante-dix pour cent (70%) de la production d'énergie électrique au Canada, est d'origine hydraulique.	. Texte p. 25 à 29 . Un Atlas.	
1. Nommer les cinq provinces responsables de cette production.		
2. Utiliser une carte du relief et expliquer la présence d'une telle source d'énergie, pour chacune des cinq provinces.		Si cette activité est effectuée en groupe, on évalue la participation de chacun des élèves.
3. Reporter le tableau XI de la page 26, sur un graphique en colonnes.		
4. Comparer la position de l'Ontario à celle du Québec.		Participation à la recherche d'explications.
5. Exposer les principales raisons de cette situation.		
6. A partir de ce tableau, trouver au moins une raison qui explique le déficit du Québec par rapport à l'Ontario.		
7. Le Québec ne disposant pas de combustibles fossiles, est donc totalement dépendant de l'extérieur pour cette source d'énergie.		
. Démontrer comment le Québec peut difficilement profiter des ressources énergétiques de l'Ouest canadien.		
. Démontrer également, que par ailleurs, le Québec dispose d'un accès facile aux ressources énergétiques venant d'autres pays.	. Atlas: Carte du monde.	. Connaissances générales. . Sens de l'observation et de déduction.

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
. Indiquer par des flèches, l'origine de ces ressources.	Carte muette, Annexe IV, p. 98	. Habileté à analyser des graphiques.
8. Sur le plan de leurs sources d'approvisionnement en matière d'énergie, soit l'Ouest canadien et les pays étrangers, comparer les situations du Québec et de l'Ontario.		. Habileté à la recherche.
9. Observer cette carte et tirer quelques conclusions sur le transport de l'électricité au Québec.	Carte: Production, transport de l'électricité au Québec, Annexe V, p. 99	
. Penser aux conséquences d'une demande toujours croissante d'électricité.		
10. Situer le Québec, par rapport aux autres provinces canadiennes, sur le plan de la consommation d'énergie.	Tableau: XXVII, p. 83	
11. Considérer l'évolution de la consommation d'électricité au Québec, et trouver trois raisons qui expliquent une telle croissance, depuis 1950.	Consommation d'électricité au Québec, Annexe VI, p. 100	
12. En s'inspirant de ce texte, les élèves énumèrent d'autres possibilités d'économie d'énergie, dans leur environnement proche.	Exemples d'économie d'énergie, Annexe VII, p. 101	
13. Comparer: Hydro-Québec (Québec) et Edmonton et tenter quelques explications: Comment justifier une telle similitude entre les deux villes.	Comparaison du prix de l'électricité au Québec... Annexe VIII, p. 102	

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
Notions: En 1974, le Québec signait une entente avec Power Authority of the State of New York (PASNY). Cette entente engage le Québec à fournir à cet état, 14 milliards de KWh d'énergie, durant les mois d'été, pour une période allant de 1978 à 1982.		
14. Observer le graphique et commenter cette entente. . Cette question peut faire l'objet d'un débat entre les partisans et les opposants d'une telle entente.	Demande mensuelle de puissance des abonnés d'Hydro-Québec. Annexe IX, p. 103	
15. Localiser, par un symbole approprié, la centrale nucléaire du Québec.	Carte muette, Annexe IV, p. 98	
16. L'enseignant peut organiser en classe, un débat sur le nucléaire, en demandant auparavant aux élèves, de s'y préparer en cherchant des textes, tableaux statistiques, etc. . On peut également demander aux élèves, de préparer une courte bibliographie sur le nucléaire et la politique canadienne.	Articles de journaux, revues scientifiques, publication gouvernementales, etc.	. La préparation. . Recherche de documents.


Le CANADA

Deuxième partie

SITUATION ÉNERGÉTIQUE DES PROVINCES

Sommaire

Chapitre I L'ALBERTA
- 1.1 le pétrole
- 1.2 le gaz naturel
- 1.3 le charbon

Chapitre 2 LA COLOMBIE-BRITANNIQUE
- 2.1 le gaz et le pétrole
- 2.2 le charbon
- 2.3 l'énergie hydro-électrique

Chapitre 3 LA SASKATCHEWAN

Chapitre 4 LE MANITOBA

Chapitre 5 L'ONTARIO
- 5.1 l'énergie nucléaire
- 5.2 l'énergie hydro-électrique
- 5.3 le pétrole et le gaz

Chapitre 6 LE QUÉBEC
- 6.1 l'énergie hydro-électrique
- 6.2 les hydrocarbures

Chapitre 7 LA RÉGION ATLANTIQUE
- 7.1 le pétrole, le charbon et le gaz
- 7.2 l'énergie hydraulique (Terre-Neuve)
- 7.3 l'énergie hydraulique dans les provinces maritimes

Conclusion

Deuxième partie: *SITUATION ÉNERGÉTIQUE DES PROVINCES*

Les régions du Canada présentent des différences marquées quant à leur autonomie en matière d'énergie. D'une part, l'Alberta qui est un important fournisseur de charbon, de pétrole et de gaz naturel aux autres provinces, d'autre part, la région atlantique qui est presque entièrement tributaire du pétrole importé. Quant aux autres provinces, elles produisent une certaine quantité d'énergie mais doivent également en importer des grandes régions productrices du Canada et d'autres pays.[1]

Cette partie traite des différences fondamentales existant entre les diverses régions du Canada tant sur le plan de leur potentiel que sur celui de leur production et de leur consommation d'énergie. Certaines régions sont actuellement quasi autonomes en matière d'énergie, alors que d'autres sont tributaires à divers degrés, de l'afflux d'énergie ou des sources d'énergie d'autres régions du Canada ou d'ailleurs. Nous distinguerons les ressources énergétiques renouvelables de celles qui ne le sont pas, car il semble que les régions dotées d'abondantes réserves d'énergie renouvelable (comme l'énergie hydro-électrique) possèdent à long terme, des avantages par rapport aux régions dont les réserves énergétiques sont entièrement non renouvelables tels les combustibles fossiles.

---

1. W. Brent Friedenberg, *Energy in Canada: review and outlook to 1995*, p. 33.

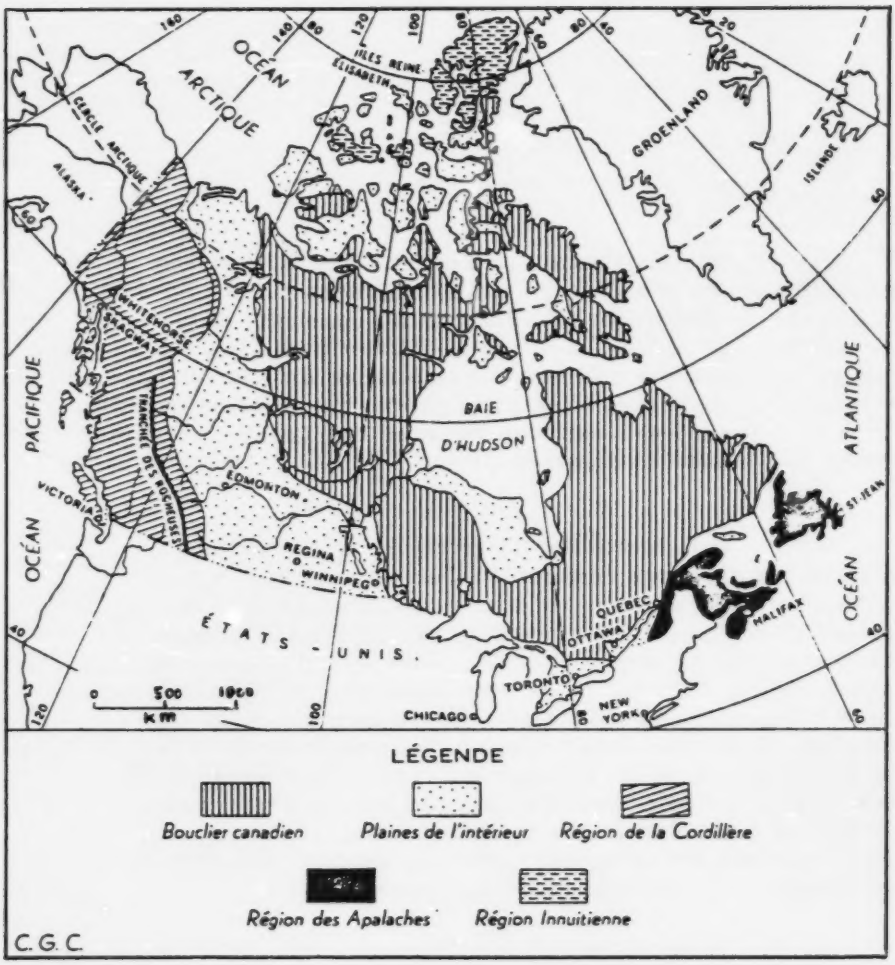


Fig. 5 *Le Canada et ses principales régions géologiques.*

Source: *Regards sur la géologie du Canada, Commission géologique du Canada, Énergie, Mines et Ressources Canada, 1977.*

Chapitre I L'ALBERTA

De toutes les provinces canadiennes l'Alberta est celle qui possède les plus abondantes réserves de pétrole, de gaz naturel et de charbon. L'exploitation de ces combustibles fossiles et leur vente à d'autres régions du Canada et aux États-Unis représente la pierre angulaire de l'économie albertaine qui est, actuellement, la plus dynamique du pays. En 1979, l'Alberta représentait 85,8% de la production canadienne de pétrole brut, 86,5% de la production de gaz naturel et 42,5% de la production canadienne de charbon. Cette situation contraste vivement avec celles des provinces du Canada central et oriental, et, en particulier, avec celle du Québec qui ne produit pratiquement pas de combustibles fossiles. Les ressources énergétiques de l'Alberta sous forme de vastes réservoirs de gaz naturel, de grandes mares de pétrole, de dépôts saturés en surface et de riches gisements houillers sont fonction de la géologie de la région. L'Alberta occupe le tiers-occidental du grand bassin sédimentaire non plissé de l'intérieur-ouest. Les structures sédimentaires atteignent une épaisseur totale de plus de 6 700 mètres le long des contreforts des Montagnes Rocheuses; ceci contraste très vivement avec le Manitoba, sur le bord-est peu profond du bassin où les roches sédimentaires ne forment qu'une mince couche au-dessus des roches du Bouclier canadien. Ce sont les épaisses formations sédimentaires du rebord ouest du bassin qui abritent les abondantes ressources énergétiques responsables de la prospérité économique albertaine.

1.1 le pétrole

Les grands champs pétrolifères de l'Alberta sont pour la plupart situés dans la région d'Edmonton mais d'importantes découvertes ont été faites aux confins nord de la province. En termes de volume de production, les quatre champs les plus importants sont Swan Hills, Pembina, Redwater et Rainbow (tableau XIV). Les trois premiers sont relativement près d'Edmonton mais le champ de Rainbow est situé au nord-ouest de la province, et est relié à Edmonton par oléoduc. En outre, de grandes quantités de pétrole brut synthétique tiré des sables bitumineux de l'Athabaska sont expédiées vers les raffineries d'Edmonton.

TABLEAU XIV

PRODUCTION JOURNALIÈRE DE PÉTROLE BRUT, EN BARILS, DES PRINCIPAUX GISEMENTS PÉTROLIFÈRES DE L'ALBERTA, 1978[1]

ALBERTA	-	1 098 740 (83,6% du total canadien)
Swan Hills, Swan Hills South	-	138 918 (12,6% du total albertain)
Pembina	-	80 607 (7,3% du total albertain)
Redwater	-	74 087 (6,7% du total albertain)
Rainbow	-	72 514 (6,6% du total albertain)

1. Adapté de R.L. Thomas, *Crude Oil, 1978*, Energy Policy Sector, ministère de l'Énergie, Mines et Ressources Canada, p. 2.

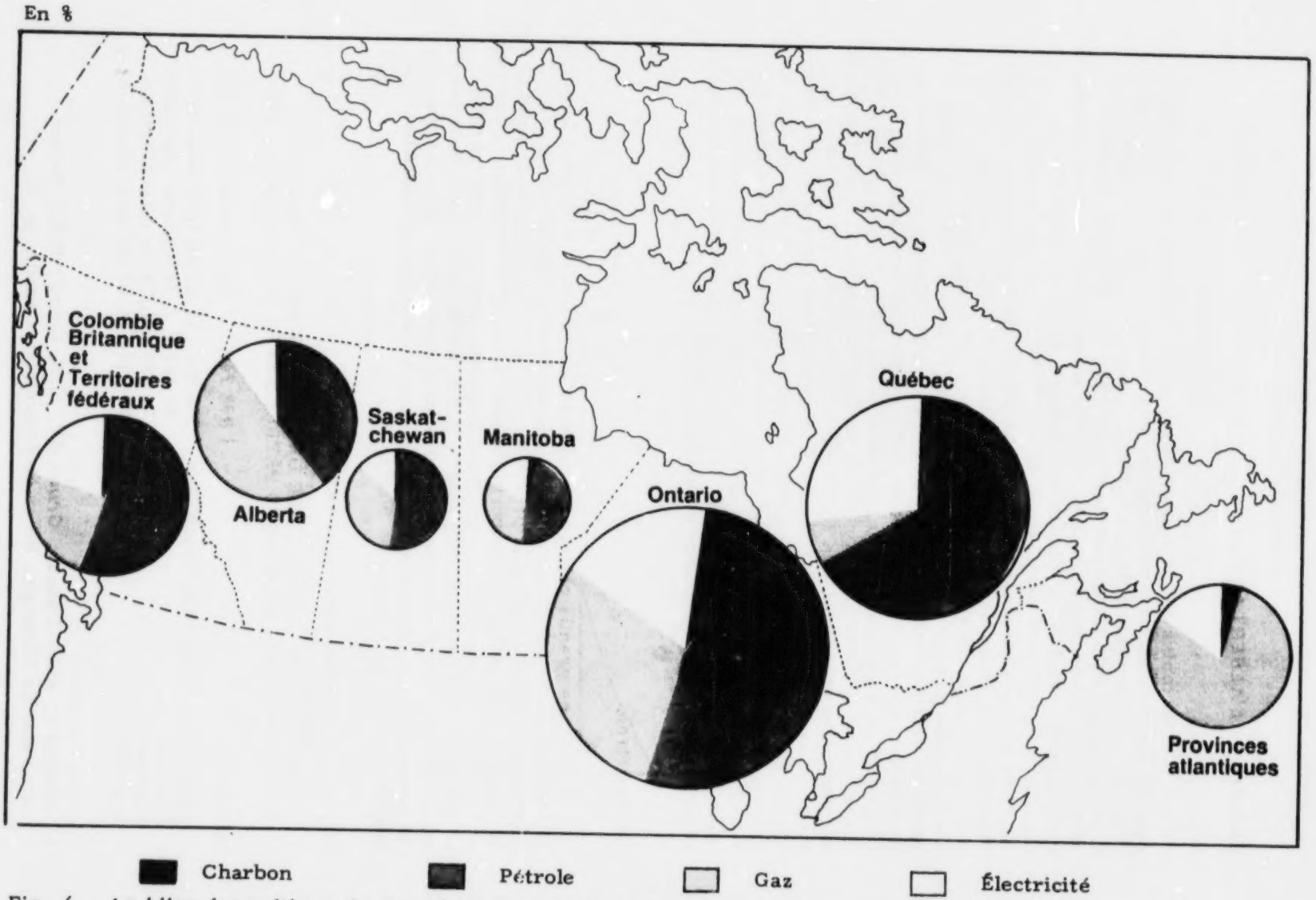


Fig. 6 *Le bilan énergétique du Canada et des différentes provinces, 1978.*

Source: *Les statistiques de l'énergie au Québec, Énergie et Ressources, Québec, 1979.*

De récentes découvertes, faites principalement dans les régions de West Pembina et de Deep Basin, sont venues grossir les réserves liquides prouvées d'hydrocarbures (c'est-à-dire de pétrole brut conventionnel et de liquides du gaz naturel) de l'Alberta. Cependant, si d'autres gisements de pétrole conventionnel ne sont pas découverts, les réserves canadiennes et albertaines seront pratiquement épuisées au milieu des années 1990.

L'industrie du pétrole brut synthétique de l'Alberta, est en pleine expansion et dépassera probablement l'industrie du pétrole conventionnel de la province, vers 1990. En 1979, le brut synthétique de l'Alberta était évalué à 6,2% de la production canadienne totale de pétrole, par rapport à seulement 3,0% en 1975; sa production atteint 100 000 barils par jour.

On envisage d'autres projets d'exploitation à découvert dans la région des sables bitumineux, notamment le projet Alsands (8 milliards de dollars) dirigé par Shell Canada qui pourrait commencer à produire du brut d'ici 1988. Une fois que les usines Alsands, Syncrude et Great Canadian Oil Sands fonctionneront à plein rendement, leur production totale sera de l'ordre de 300 000 barils par jour (110 000 000 barils par an), soit environ 20% de la production canadienne actuelle de pétrole brut.

On dénombre de vastes réserves de pétrole brut visqueux (huile lourde) dans l'est de l'Alberta, notamment dans les régions de Cold Lake et Lloydminster le long de la frontière Alberta-Saskatchewan. L'huile lourde est cependant trop épaisse pour s'écouler dans un oléoduc et doit être mélangée à un condensé léger avant d'être acheminée vers l'Est et généralement traitée avant d'être raffinée.

1.2 le gaz naturel

L'Alberta est également le plus grand producteur canadien de gaz naturel avec 86,5% de la production canadienne totale en 1979. Cette province consomme environ 29% de sa propre production annuelle et le reste est expédié vers d'autres régions du Canada, en particulier vers l'Ontario et également vers les États-Unis. C'est surtout grâce à l'Alberta que le Canada dispose d'un excédent de gaz naturel, récemment évalué à 2 billions de pieds cubes (l'Office national de l'énergie, février 1979).

Les gisements de gaz en exploitation sont surtout localisés dans le centre et le sud de la province. Le plus important et de loin, est celui de Kaybob South à mi-chemin entre Edmonton et Peace River. Ceux de Waterton, Medicine Hat, Ricinus West, Crossfield, Edson et Harmattan Elkton sont aussi très importants. Un réseau de gazoducs permet le transport de gaz naturel vers des usines de traitement réparties à travers toute la province. La majeure partie du gaz traité est acheminée, par gazoducs nationaux et internationaux, vers d'autres provinces et vers les États-Unis.

Aux taux actuels de production, les ressources gazières prouvées de l'Alberta ne seront pas épuisées avant la seconde décennie du XXI^{e} siècle. On ne saurait trop insister sur l'importance de ces vastes réserves pour l'Alberta, mais également pour le Canada tout entier. Dans certaines régions du Canada oriental, le gaz naturel de l'Alberta a déjà remplacé le mazout comme combustible industriel et domestique; le processus ira en s'accélérant, lorsque le réseau de distribution national de gaz sera étendu au Québec oriental et aux provinces maritimes. On peut souhaiter qu'au cours des dix années à venir, l'extension du gazoduc vers l'Est, permette de réduire les importations de pétrole "incertaines et coûteuses" (R.L. Thomas).

1.3 le charbon

L'Alberta est également riche en charbon et, en 1979, cette province totalisait un peu plus de 45% de la production canadienne totale. Cependant, environ 65% du charbon extrait en Alberta est de la houille maigre, c'est-à-dire de basse catégorie, impropre à produire du coke et destiné à la fabrication d'électricité thermique. La quasi-totalité de ce charbon (98% en 1979) est achetée par les compagnies albertaines, publiques et privées. Les principales mines de charbon thermique sont toutes à ciel ouvert et sont situées dans les plaines du centre de la province. La plus importante, et de loin, est la mine Highvale de Manalta Coal, à l'ouest d'Edmonton, qui approvisionne presque entièrement l'énorme centrale thermique de Sundance (1 800 000 kW), située tout près de la mine.

L'Alberta est aussi grand producteur de charbon bitumineux (charbon à coke) utilisé dans la fabrication de l'acier. La plupart des mines de charbon bitumineux sont éparpillées dans les contreforts des Montagnes Rocheuses, de Grande Cache à la frontière internationale au Sud et plusieurs sont souterraines. La valeur commerciale du charbon à coke est d'environ 11,5 fois celle du charbon sous-bitumineux (houille maigre) mais les marchés pour ce combustible de haute teneur, sont peu nombreux dans cette province peu industrialisée. La plus grande partie de la production (72,4% en 1979) est exportée vers le Japon (via le superport Roberts Bank de Vancouver). Une autre partie, est vendue aux sidérurgistes canadiens, notamment à STELCO, à Hamilton, et à SYSCO, en Nouvelle-Écosse, et à diverses entreprises industrielles du Québec (tableau XV). D'autre part, depuis 1978, d'importantes quantités de charbon bitumineux de l'Alberta sont acheminées vers les usines thermiques d'Ontario Hydro. Ces livraisons s'élèveraient éventuellement à 3 millions de tonnes par an. Friedenberg souligne que c'est "la première fois que de telles quantités de charbon quittent les Prairies vers une destination où elles sont utilisées comme combustibles".[1]

---

1. Friedenberg, p. 10.

TABLEAU XV

UTILISATION DU CHARBON DE L'ALBERTA, 1979[1]

BITUMINEUX (5 136 924 tonnes)		SOUS-BITUMINEUX (9 407 426 tonnes)	
Canada		Canada	
Ontario (Ont. Hydro, STELCO, etc.)	- 27,4%	Restant en Alberta	- 98,0%
Québec (Industries)	- 2,6%	Livré à la Saskatchewan (centrales thermiques)	- 1,7%
Nouvelle-Écosse (SYSCO)	- 1,5%	Livré ailleurs au Canada	- 0,3%
Ailleurs	- 0,2%		100,0%
Restant en Alberta	- 2,8%		
	34,5%		
Exportations (environ 77% des exportations vont au Japon)	- 65,5%		
	100,0%		

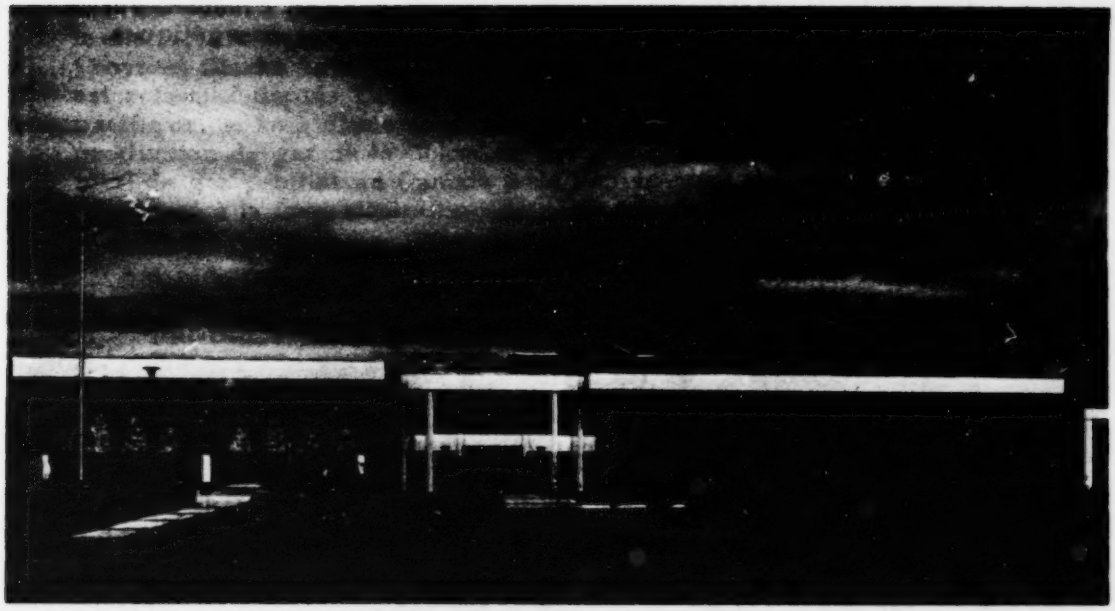


Fig. 7 *Institut de géologie sédimentaire et pétrolière à Calgary.*

Source: *Énergie, Mines et Ressources Canada, Science et technologie.*

1. Catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.

Environ 62% (20 milliards de tonnes) des réserves mesurées de charbon au Canada sont situées en Alberta; le charbon représente donc la meilleure ressource énergétique à long terme de l'Alberta. Depuis le début des années 1960, la politique du gouvernement albertain encourage l'utilisation de charbon pour la production d'électricité. Ainsi, la consommation de charbon des centrales thermiques de la province s'est accrue de quinze fois, entre 1963 et 1978. L'Alberta suit l'Ontario, province canadienne qui consomme le plus de charbon thermique. Tout indique qu'avant la fin de ce siècle la consommation de charbon thermique en Alberta s'accroîtra considérablement; en effet, l'Alberta vit les débuts d'une grande expansion industrielle et la demande d'énergie électrique de la part des exploitants des sables pétrolifères et des usines pétrochimiques, de même que celles des consommateurs, ne fait que s'accroître.

En 1976, l'Alberta produisait 69% de l'énergie canadienne totale, en grande partie sous forme de combustibles fossiles, mais elle ne comptait que pour 15% de la consommation d'énergie du pays. Ainsi, cette province disposait d'un excédent qui était expédié par oléoduc ou par train, vers d'autres provinces canadiennes, les États-Unis et d'autres pays. Les revenus et les droits provenant de ces ventes ont largement profité aux Albertains qui jouissent actuellement du plus haut niveau de vie et du plus bas niveau de taxation du pays. L'Alberta est véritablement le géant canadien sur le plan de l'énergie et continuera à exporter des ressources énergétiques, pendant plusieurs décennies encore.

Chapitre 2 LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

2.1 le gaz et le pétrole

Les ressources énergétiques de la Colombie-Britannique ne sont pas aussi abondantes que celles de l'Alberta mais la situation énergétique de la province est un peu plus diversifiée en raison de l'importance de l'énergie hydraulique. Cependant, le gaz, le pétrole et le charbon constituent un apport précieux à l'économie provinciale. Les gisements de gaz naturel et de pétrole de la Colombie-Britannique sont tous localisés dans le nord-est de la province (dans la région de Fort St. John, Fort Nelson) sur le versant oriental de la Cordillère. La région est formée d'une plaine sédimentaire et est le prolongement de la section albertaine du bassin intérieur de l'Ouest. L'accès y est difficile depuis Vancouver et le développement régional de même que l'acheminement des ressources vers les marchés (par oléoduc, route, chemin de fer) ont nécessité de lourds investissements tant du secteur privé que public. La ressource énergétique la plus précieuse de la Colombie est le gaz naturel. Les champs de gaz en exploitation sont répartis dans toute la région et même dans le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest adjacents. Le réseau très ramifié des conduites de Westcoast Transmission s'étend au nord jusqu'au champ de gaz de Pointed Mountain, dans le district du Mackenzie. Cependant, les plus grands champs en production (Yoyo et Clarke Lake) sont situés dans la région de Fort Nelson. Le gaz est acheminé depuis Taylor vers le sud, jusqu'à Vancouver et la côte pacifique, le long d'une conduite ayant 76 cm de diamètre. En 1979, la production de gaz de la Colombie-Britannique constituait 11,7% du volume total de gaz produit au Canada mais l'épuisement des réserves a largement contribué à la forte diminution de cette production (tableau XVI).

TABLEAU XVI

PRODUCTION DE GAZ NATUREL EN COLOMBIE-BRITANNIQUE ET EN ALBERTA, 1975-79[1]
(en millions de pieds cubes)

	1975	1976	1977	1978	1979
Colombie-Britannique	426 934	409 995	414 002	369 053	389 085
% de la production canadienne	13,8	13,2	12,8	11,8	11,7
Alberta	2 589 808	2 619 571	2 756 462	2 699 585	2 872 891
% de la production canadienne	83,8	84,6	85,3	84,6	83,8

1. *The Financial Post Survey of Mines and Energy Resources*, 1980. Les totaux de la Colombie-Britannique incluent le pétrole du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest traité en C.-B.

En 1979, la Colombie-Britannique n'a produit que 2,5% de la production canadienne totale de pétrole brut et la tendance est actuellement à la baisse (18 950 000 de barils en 1974 contre 14 300 000 de barils en 1979). Tout le pétrole de la province provient de la région de la rivière à-la-Paix (Fort St. John) est est acheminé vers les marchés par les oléoducs Westcoast Petroleum et Trans Mountain. En raison de l'épuisement des réserves, l'oléoduc ne fonctionne même pas à 50% de sa capacité et il semble peu probable que la situation s'améliore. Dome Petroleum estime que d'ici la fin du siècle, la production de pétrole de la région de la rivière à-la-Paix ne dépassera pas 2,8 millions de barils par an. À moins que d'autres gisements ne soient découverts, l'avenir de l'oléoduc Westcoast Petroleum semble compromis.

Même à son maximum, vers la fin des années 1960, la production de pétrole de la Colombie-Britannique n'a jamais été en mesure de couvrir les besoins des raffineries de la province, qui doit maintenant recourir à l'Alberta pour satisfaire 75% de ses besoins en pétrole raffiné. Le coût de cette lacune dans l'économie provinciale est évalué à environ 800 millions de dollars par an.

2.2 le charbon

Au cours des dix dernières années, le charbon est passé au premier rang des ressources en hydrocarbures de la Colombie-Britannique. Contrairement aux gisements de pétrole et de gaz, les gisements houillers de cette province sont très disséminés entre le sud des Montagnes Rocheuses, la région de la rivière à-la-Paix, le nord de la province, le plateau intérieur et la côte-ouest de l'île de Vancouver. Les réserves mesurées de charbon suivent celles de l'Alberta et les réserves estimées se situent à environ 28 milliards de tonnes. Une bonne partie de ce charbon est bitumineux et par conséquent cokéfiable.

Le charbon de la Colombie-Britannique a été exploité pendant plus de 130 ans, à Nanaimo d'abord puis ailleurs dans l'île de Vancouver par la suite (charbon pour soutes), et enfin, près du col Crow's Nest-Michel-Fernie dans les Montagnes Rocheuses. Pendant les années 1940 et 1950, cependant, la demande de charbon canadien a considérablement baissé et a obligé de nombreuses mines à fermer, non seulement en Colombie-Britannique mais ailleurs également. Cependant, l'industrie charbonnière connaît une expansion considérable depuis la dernière décennie, en raison surtout des contrats de vente à long terme du charbon cokéfiable de l'Est Kootenay, aux aciéries japonaises. La principale compagnie canadienne qui y participe est la British Columbia Resources Investment Corporation BCRIC (anciennement Kaiser Resources) qui a signé avec la société japonaise Mitsubishi un contrat visant à lui fournir environ 4 750 000 tonnes de charbon métallurgique par an jusqu'en 1985. La principale mine de BCRIC, en grande partie à ciel ouvert, est située à Sparwood dans les Kootenays orientales, à quelques kilomètres seulement de la frontière albertaine. Avec une production de presque 6 000 000 de tonnes en

1977, Sparwood est la plus grande mine de charbon du Canada et les réserves, prouvées ou probables, ont été estimées à plus de 4 milliards de tonnes. La compagnie BCRIC possède également d'autres gisements dans les Kootenays et expédie du charbon métallurgique en Corée du Sud, au Brésil, en Espagne, etc. Depuis 1972, la compagnie Fording Coal exporte vers le Japon de grandes quantités de charbon en provenance de sa mine à ciel ouvert de Elkford (dans les Kootenays orientales).

Le tableau XVII indique clairement l'expansion considérable de l'industrie houillère en Colombie-Britannique, depuis le début des années 1970 et l'influence des contrats d'exportations avec le Japon sur cette industrie.

TABLEAU XVII

PRODUCTION DE CHARBON DES MINES DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE, 1968-79[1]

ANNÉE		PRODUCTION (en kilotonnes)	VALEUR DE LA PRODUCTION (en dollars)
1968		807	5 245 000
1969	(début de la production de BCRIC)	818	5 151 000
1970	(début des livraisons massives)	3 160	25 689 000
1971		4 207	45 976 000
1972	(début des livraisons de Fording)	5 939	72 251 000
1973		7 052	92 370 000
1974		7 740	153 567 000
1975		9 581	342 087 000
1976	(marasme dans l'industrie de l'acier au Japon)	7 509	297 757 000
1977		8 585	294 954 000
1978		9 061	374 467 000
1979		9 516	(non disponible)

1. Catalogue 26-206, 1978, et catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.

L'avenir de l'industrie houillère de la Colombie-Britannique semble prometteur et, en dépit d'une forte compétition (l'Australie, par exemple), les marchés étrangers devraient continuer à prendre de l'expansion. À l'automne 1980, le gouvernement provincial a négocié avec le Japon, des ventes supplémentaires de charbon métallurgique, dont les quantités pourraient s'élever à 5 millions de tonnes par an. Les sidérurgistes japonais remplaceront par du charbon le pétrole coûteux qu'ils utilisent actuellement pour alimenter leurs hauts fourneaux. Ce charbon proviendra des vastes gisements situés au sud-ouest de Dawson Creek, et sera expédié vers le Japon, à partir du futur terminal de Prince Rupert. Les compagnies Denison Mines, Teck Corporation et BP Canada envisagent d'y ouvrir des mines dans ce secteur, d'y construire un réseau capillaire de chemins de fer et peut-être même de réaménager la principale ligne de chemin de fer vers Prince Rupert.

Le charbon de la Colombie-Britannique dessert également un modeste marché domestique en expansion constante, notamment celui de l'Ontario (tableau XVIII).

TABLEAU XVIII

DESTINATION DU CHARBON DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE, 1979[1]

EXPORTATIONS	
vers les sidérurgies japonaises	- 73,3%
vers les sidérurgies de Corée du Sud	- 7,5%
vers d'autres (Brésil, Espagne, Danemark, Italie, etc.)	- 10,4%
	91,2%
AU CANADA	
vers l'Ontario (sidérurgies et autres)	- 6,2%
vers le Manitoba	- 0,4%
utilisation, en Colombie-Britannique	- 2,1%
	8,7%

Cependant le plus grand marché en puissance au sein du Canada est peut-être en Colombie-Britannique même; en effet, B.C. Hydro prévoit à Hat Creek, la construction d'une centrale thermique à charbon d'une puissance de 2 millions de kW. Hat Creek est situé dans une région peu peuplée du centre-sud de la province, et à proximité d'un important gisement de lignite. Avec une production éventuelle de 4,8 millions de kW, cette centrale thermique deviendra la plus importante au Canada, devançant ainsi celle de Nanticoke, en Ontario.

1. Catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.

2.3 l'énergie hydro-électrique

Au début de 1979 la Colombie-Britannique représentait 17,6% des installations hydrauliques du pays et, comme le Québec, le Manitoba et Terre-Neuve, elle comptait presque entièrement (95,5%) sur l'énergie hydro-électrique pour satisfaire ses besoins toujours croissants. Depuis 1972, la Colombie-Britannique connaît un important surplus d'électricité, dont la majeure partie est vendue aux États-Unis, ce qui représentait plus de 45 millions de dollars, en 1978.

L'énorme potentiel hydraulique de la Colombie-Britannique est fonction de sa topographie montagneuse, de l'importance de son réseau hydrographique et de ses abondantes précipitations (pluie et neige). Les premières centrales électriques construites se situent dans les régions de Vancouver, Victoria et dans les Kootenays occidentales, près des principaux centres de population de l'époque et à proximité des importants consommateurs industriels d'électricité tel le haut fourneau de Trail. Les principales installations se situent maintenant dans le Nord très peu habité, notamment sur la rivière à-la-Paix, sur le flanc est des Rocheuses. L'immense barrage W.A.C. Bennett de la rivière retient un long et étroit réservoir (Williston Lake), le plus vaste réservoir d'eau douce de la Colombie et qui inonde le Sillon des Rocheuses et envahit la vallée sur 160 km. Cette centrale électrique est aussi la plus vaste de la province avec une capacité maximale de 2 466 000 kW (1979) soit environ le tiers des installations totales de la Colombie-Britannique. Deux lignes de transmission de 500 kV relient cet immense complexe à la région de Vancouver. Le second complexe électrique de la province se trouve à Mica Creek sur la rivière Columbia (1 736 000 kW) où, à la suite du traité très discutable avec les États-Unis (Columbia River Treaty, 1974), une grande partie des terres agricoles et récréatives ont été inondées. Quelques unes des autres grandes installations hydrauliques de la Colombie-Britannique incluent les deux usines de Bridge River (428 000 kW), un ensemble de stations génératrices sur la rivière Kootenay, dont le nouveau site du canal Kootenay (529 200 kW), et la fameuse usine d'Alcan à Kemano près de Kitimat (1954) qui obligea à détourner la rivière selon un tunnel de 16 km de long dans la chaîne côtière vers les eaux de la mer.

La majorité des ressources hydro-électriques exploitées de la Colombie-Britannique appartiennent maintenant à l'entreprise publique: la B.C. Hydro. Cependant, comme c'est le cas au Québec, un certain nombre d'installations hydro-électriques importantes ont échappé à la nationalisation pour rester aux mains du secteur privé (Alcan, Cominco, MacMillan Bloedel). Les perspectives à long terme du développement hydro-électrique dans la province sont excellentes car le potentiel est très élevé, au Nord comme au Sud. Le plus important bloc d'énergie non exploité se situe dans le nord-ouest de la province, le long des rivières Taku, Yukon et Stikine, mais les coûts de mise en opération et d'acheminement vers les marchés sont énormes.

Chapitre 3 LA SASKATCHEWAN

Les richesses énergétiques de la Saskatchewan ne peuvent être comparées à celles de son voisin de l'ouest même si cette province possède d'abondantes ressources d'hydrocarbures liquides et solides. Sa faiblesse démographique et son peu de besoins industriels, ont fait de la Saskatchewan, seconde province productrice de pétrole au Canada une région exportatrice. Entre 1974 et 1979, la production de la Saskatchewan a représenté 11% ou 12% du total national, et ce, en dépit d'une légère baisse en 1979. Au cours de cette même période, l'Alberta produisait de son côté, 83 à 86% du total canadien.

La plus grande partie des champs pétrolifères exploités de la Saskatchewan, sont concentrés dans le sud-ouest près de la frontière du Manitoba et de l'Alberta. Malgré un potentiel important d'huile lourde, rares sont les gisements qui ont été exploités jusqu'à maintenant. La Saskatchewan ne possède que deux petites raffineries (à Regina et à Moose Jaw) et sa production pétrolière dépasse largement ses possibilités de raffinage. La plus grande partie du pétrole brut de la Saskatchewan est canalisé dans l'oléoduc Interprovincial et expédié soit vers le Midwest américain soit vers l'Ontario. Le Québec et le Manitoba reçoivent également de ce pétrole, mais en quantités limitées.

Avec seulement 1,5% du volume total de la production canadienne du gaz naturel (1978), la Saskatchewan se situe loin derrière l'Alberta (86,5%) et la Colombie-Britannique (11,7%). Pour combler ses besoins domestiques, elle recourt à l'Alberta.

La Saskatchewan est riche en charbon et les réserves mesurées de lignite de basse qualité sont d'environ 2 milliards de tonnes. Ces gisements se situent dans le sud et le long de la frontière albertaine. Ne sont exploités que les gisements d'Estavan près de la frontière internationale; les quatre mines à ciel ouvert y produisent environ 90% du total de la province. Environ 85% de la houille extraite sert à fabriquer l'électricité nécessaire aux centrales thermiques dont la plus grande est Boundary Dam, près d'Estavan (capacité de 874 500 kW). Le charbon de la Saskatchewan constitue un combustible relativement bon marché et sa proximité des centrales thermiques contribue à diminuer le coût de production de l'électricité.

Pour le moment, l'énergie hydraulique ne joue pas un grand rôle (6%) dans le tableau énergétique de la Saskatchewan et ne représente que 28,7% de la totalité de l'électricité produite dans ses usines. Le nord dispose cependant d'un certain potentiel, notamment les rivières Churchill et Saskatchewan, sites des centrales hydro-électriques actuelles. À mesure que les ressources en combustibles fossiles s'épuiseront, l'élément hydraulique prendra de plus en plus d'importance.

Chapitre 4 LE MANITOBA

Des trois provinces des Prairies, le Manitoba est celle qui a accordé le plus d'importance au développement de ses ressources hydrauliques. Plus de 97% de l'énergie électrique manitobaine est d'origine hydraulique et cette province jouit même d'un surplus considérable d'électricité (24% de sa production en 1978), vendu aux États-Unis, à la Saskatchewan et à l'Ontario. En 1978, ces ventes totalisaient un peu plus de 66 millions de dollars. Le potentiel hydraulique manitobain est concentré dans le nord, le long de la turbulente rivière Nelson auquel le lac Winnipeg sert de vaste réservoir naturel qui reçoit également une partie des eaux de la rivière Churchill détournées. Au début de 1980, Manitoba Hydro disposait d'une capacité totale de 2 604 250 kW le long de la rivière Nelson, principalement sur les sites de Kettle Rapids et Long Spruce. La plupart de ces installations ont été mises en place au cours des années 1970 et la station de Long Spruce a été terminée en 1979. Le réseau d'usines hydro-électriques du nord du Manitoba pourrait s'étaler davantage, en particulier, sur les rivières Churchill, Nelson et Seal.

Le Manitoba ne possède ni gaz naturel ni charbon et très peu de pétrole. Son profil énergétique est en cela très différent de ceux des trois autres provinces de l'Ouest. On peut ainsi expliquer pourquoi cette province n'a pas bénéficié à part entière de la prospérité générale dont jouit actuellement le Canada occidental. Les quelques champs pétrolifères manitobains sont situés dans le sud-ouest près de Virden, dans le prolongement des champs beaucoup plus vastes du sud-est de la Saskatchewan, situés à proximité. En 1979, cette province n'offrait que 0,065% de la production nationale de pétrole (tableau XIX). Le pétrole manitobain est quand même expédié à l'extérieur de la province, principalement vers l'Ontario; la raffinerie de St-Boniface (d'une capacité de 30 000 barils par jour) s'approvisionne en Alberta et en Saskatchewan. Le gaz naturel de l'Alberta est également livré au Manitoba mais en quantités négligeables. Pour ses centrales thermiques de Brandon et Selkirk, le Manitoba achète de la lignite de la Saskatchewan.

TABLEAU XIX

PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT DU MANITOBA, 1974-79[1]
(en milliers de barils)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Volume de la production	4 749	4 414	3 985	3 967	3 765	3 651

1. *The Financial Post Survey of Mines and Energy Resources*, 1980.

Chapitre 5 L'ONTARIO

Le profil énergétique de l'Ontario diffère très nettement de celui des provinces de l'Ouest. La nature géologique de cette province en est une cause importante. L'Ontario est sise en majeure partie, sur les roches cristallines du Bouclier canadien, lequel ne renferme aucun combustible fossile. Les modestes gisements de pétrole et de gaz des couches sédimentaires du sud ontarien, exploités depuis la fin des années 1850, ont davantage un intérêt historique et contribuent très peu à l'approvisionnement énergétique général de la province. Les centrales électriques nucléaires et hydro-électriques de l'Ontario sont impressionnantes mais à l'heure actuelle elles ne couvrent que 20% des besoins énergétiques totaux de la province. L'Ontario est donc tributaire en premier lieu des sources d'énergie extraprovinciales importées, notamment le pétrole et le gaz naturel de l'Alberta, le charbon cokéfiable et thermique des États-Unis et de l'Ouest et l'hydro-électricité du Québec. L'Ontario est un consommateur net d'énergie alors que l'Alberta en est un producteur net. L'Ontario totalise 36% de la consommation totale d'énergie du Canada et les trois cinquièmes de cette énergie proviennent de l'Alberta.

5.1 l'énergie nucléaire

L'Ontario est la seule province canadienne à être fermement engagée sur la voie nucléaire. Elle compte, à l'heure actuelle, deux complexes nucléaires: le premier, à Douglas Point sur le lac Huron (la station Bruce "A" avec une capacité de 3 950 000 kW) et le second à Pickering, près de Toronto (2 160 000 kW). Tous deux utilisent de l'uranium enrichi comme combustible, et de l'eau lourde produite au Canada (oxyde de deutérium) comme modérateur. On prévoit la construction d'autres centrales nucléaires sur ces deux sites, au cours des années 1980. D'ici 1995, la part du nucléaire dans la production totale d'énergie passera à 25%.

L'engagement de l'Ontario vis-à-vis de l'énergie nucléaire se fonde sur l'expertise technique considérable du Canada dans ce domaine[1] et sur les abondants gisements d'uranium découverts dans le nord ontarien et en Saskatchewan. Trois des quatre mines d'uranium sont situées près d'Elliot Lake, sur le Bouclier canadien, au nord du lac Huron. Le plus grand producteur, Denison Mines Ltd., s'est engagé à approvisionner Ontario Hydro en uranium jusqu'en l'an 2011.[2] Les producteurs ontariens fournissent également de l'uranium à Hydro-Québec, pour sa centrale de Gentilly, aux services publics des États-Unis, du Royaume-Uni, de la Suède, de l'Italie et à d'autres pays.

---

1. Le réacteur nucléaire CANDU (CANadian Deuterium Uranium) a été mis au point par l'Énergie atomique du Canada Ltée, une compagnie de la Couronne installée en Ontario.
2. R.M. Williams, *Uranium, 1977*, Canadian Minerals Yearbook 1977, ministère de l'Énergie, Mines et Ressources Canada, Mineral Report 27, p. 514.

L'énergie nucléaire de l'Ontario possède des avantages par rapport à d'autres types de production énergétique: l'Amérique du Nord détient 38% des réserves mondiales d'uranium "pratiquement assurées" et 79% de ses réserves "supplémentaires estimées".[1] L'Ontario ne devrait donc pas souffrir d'une pénurie de cette matière première, dans un proche avenir. Cet avenir de l'énergie nucléaire en Ontario semble assuré à moins que ne survienne un désastre semblable à celui de Three Mile Island.[2] Plusieurs provinces canadiennes se sont nettement opposées à l'option nucléaire: en Colombie-Britannique, on a même interdit l'extraction de minerai d'uranium.

5.2 l'énergie hydro-électrique

L'Ontario consomme maintenant un peu moins d'électricité que le Québec (tableau XXVI, p. 82) et ce, malgré une population plus élevée. La très forte consommation d'électricité dans le secteur industriel au Québec explique en bonne partie une telle différence. Contrairement au Québec, l'Ontario tire son énergie électrique de sources très variées: hydro-électricité, centrales nucléaires, charbon, mazout, gaz. Le développement de l'énergie hydro-électrique et la présence d'un vaste réseau de distribution, ont permis l'industrialisation massive du sud ontarien, principalement dans le croissant d'or, à Windsor, Sarnia et ailleurs. Le plus grand complexe hydro-électrique de la province, la station génératrice Sir Adam Beck de Niagara Falls, en fonction depuis 1922 et terminée en 1958, atteint actuellement une capacité de 1 315 000 kW. La station Robert H. Saunders (1958), sur le St-Laurent près de Cornwall, construite à la même époque que la voie maritime du St-Laurent, est la seconde installation hydro-électrique de la province, par la taille (912 000 kW); le vaste réservoir situé derrière le barrage est devenu un des grands sites récréatifs de l'est ontarien. À part ces deux sites, le potentiel hydro-électrique du sud ontarien demeure modeste. La plupart des nouveaux aménagements se font par conséquent dans le nord ontarien, notamment sur le cours supérieur de la rivière des Outaouais, sur le Bouclier au nord et nord-ouest du lac Supérieur et dans le bassin hydrographique de la baie de James, souvent en relation avec des industries basées sur les ressources du milieu telles les usines de pâte et papier.

L'énergie hydro-électrique occupe peu de place dans les projets de la compagnie d'État. Il semble pourtant que la province ait un potentiel hydraulique considérable non encore exploité et comprenant des installations hydro-électriques à petite échelle, à grande échelle et une capacité d'emmagasinage que Ontario Hydro lui-même estime être de l'ordre de 14 000 000 kW, soit presque deux fois la capacité ontarienne exploitée actuellement.

---

1. Conservation Commission of the World Energy Conference, Istanbul, 1977, citation de R.M. Williams (1977), p. 511.
2. La panne de la centrale nucléaire de Three Mile Island en Pennsylvanie, mars 1979.

TABLEAU XX

A. PRINCIPALES CENTRALES ÉLECTRIQUES ONTARIENNES, 1979

Centrale	Site	Combustible et origine (s'il y a lieu)
Nanticoke	Nanticoke, lac Érié	Charbon bitumineux des États-Unis et de l'Alberta
Bruce "A"	Douglas Point, lac Huron	Uranium de l'Ontario
Lakeview	Mississauga (bord du lac Ontario)	Charbon bitumineux des États-Unis
Lennox	Extrémité-est du lac Ontario	Huile lourde de l'ouest canadien
Pickering	Pickering (à l'est de Toronto)	Uranium de l'Ontario
Lambton	Région de Sarnia	Charbon bitumineux des États-Unis
Sir Adam Beck	Niagara Falls	Energie hydro-électrique
Richard L. Hearn	Toronto (bord du lac Ontario)	Gaz naturel de l'ouest canadien
Robert L. Saunders	Cornwall	Usine hydro-électrique

B. CONSTRUCTION OU EXPANSION PRÉVUE PAR LES CENTRALES ÉLECTRIQUES, 1980-83

Centrale	Site	Combustible et origine
Pickering	Pickering	Uranium de l'Ontario
Bruce "A"	Douglas Point	Uranium de l'Ontario
Nanticoke	Nanticoke	Charbon bitumineux des États-Unis et de l'Alberta
Thunder Bay	Nord-ouest de l'Ontario	Lignite de la Saskatchewan
J. Clark Keith	Windsor	Charbon bitumineux des États-Unis
Atikokan	Atikokan	Lignite de la Saskatchewan

5.3 le pétrole et le gaz

Les modestes gisements de pétrole et de gaz situés dans le sud-ouest de l'Ontario et sous le lit du lac Érié ont été exploités pendant plus d'un siècle et sont actuellement presque épuisés. Les six dernières années, la production de pétrole de ces gisements est passée de 734 000 barils à 493 000 barils et aucune nouvelle réserve n'a été découverte. Les gisements de gaz naturel sont aussi en voie d'épuisement rapide bien qu'on ait découvert de nouveaux gisements sous le lac Érié et que plusieurs compagnies se livrent actuellement à des opérations de forage (tableau XXI).

TABLEAU XXI

PRODUCTION DE DOUZE PETITS GISEMENTS DE GAZ
DU SUD-OUEST ONTARIEN, UNION GAS COMPANY, 1974-78

(en milliers de pieds cubes)

1974	1 759 000
1975	2 400 000
1976	631 000
1977	674 000
1978	887 000

Fig. 8 *Centrale d'énergie nucléaire, Chalk River, Ontario.*
Source: *Office national du film du Canada.*

6.1 l'énergie hydro-électrique

De toutes les provinces canadiennes, le Québec est celle qui a accordé le plus d'importance au développement de ses ressources hydrauliques. Le Québec ne dispose pratiquement pas de combustibles fossiles et, bien qu'il demeure possible qu'on y découvre de l'uranium, il n'existe pas actuellement de gisements commercialisables. Le Québec possède par ailleurs d'abondantes ressources hydrauliques, et une quantité de sites convenables pour leur exploitation, notamment le long du St-Laurent, sur le plateau escarpé du Bouclier canadien et dans les bassins hydrographiques de la baie d'Hudson et de la baie de James. Au début de 1979, le Québec à lui seul possédait presque 37% de la puissance hydraulique installée au Canada; c'est-à-dire plus de deux fois celle de n'importe quelle autre province. Depuis, le réseau de centrales hydrauliques s'est considérablement accru, entre autre, le long de la rivière La Grande, qui se jette dans la baie de James et dont la première étape constituera le plus grand complexe hydro-électrique du Canada et pour ainsi dire, du monde. Plus de 99% de l'électricité du Québec est maintenant d'origine hydraulique, ce qui place le Québec en tête des provinces dans ce domaine (fig. 9, p. 73).

L'abondance et le prix modique de l'énergie hydraulique permirent l'industrialisation du sud du Québec non seulement dans la région montréalaise mais également dans l'Estrie (Sherbrooke), à la lisière du Bouclier (vallée du Saint-Maurice) et dans la région du Saguenay-lac Saint-Jean (Arvida). La plupart des aménagements hydro-électriques ont été faits soit par de grandes compagnies industrielles (Alcan) soit par des compagnies telles "Shawinigan Water and Power". La nationalisation de l'électricité en 1963 a stimulé le développement de ressources hydrauliques supplémentaires sur le Bouclier.

TABLEAU XXII

PRINCIPALES CENTRALES ÉLECTRIQUES DU QUÉBEC
DÉCEMBRE 1979[1]

CENTRALES	SITE	CAPACITÉ INSTALLÉE (kW)	
Manicouagan 1, 2, 3 et 5	Côte-nord (Bouclier)	3 675 000	
Centrales électriques d'Alcan	Lac St-Jean, rivières Peribonka et Saguenay	2 350 000	(non nationalisée)
Outardes 2, 3 et 4	Côte-nord (Bouclier)	1 842 100	
Beauharnois 1, 2 et 3	Fleuve St-Laurent à l'ouest de Montréal	1 574 000	
Bersimis 1 et 2	Côte-nord (Bouclier)	1 567 000	
Carillon	Rivières des Outaouais	654 000	
Tracy	Sorel	600 000	(centrale thermique à pétrole)

1. Les installations de la rivière La Grande ne sont pas incluses dans ce tableau bien que la première phase de ce projet soit maintenant terminée; sa puissance est d'environ 1 330 000 kW.

Seul un service publique de grande envergure et soutenu par l'État, pouvait se lancer dans un projet de la taille de la Manicouagan 1, 2, 3 et 5 (d'une puissance totale de 3 675 000 kW) et de la baie de James (d'une puissance génératrice de plus de 10 000 kW) sur la seule rivière La Grande. Les principales installations hydro-électriques du Québec figurent au tableau XXII avec leur puissance, à la fin de décembre 1979. En plus de ces grands aménagements, Hydro-Québec dispose d'un réseau de centrales plus petites et disséminées à travers tout le territoire.

En dépit de ses abondantes ressources hydrauliques et de son impressionnante constellation de centrales électriques géantes, le Québec ne peut couvrir que 78,3% de ses besoins en énergie électrique; le déficit de 23 877 000 mégawatts heure par an (1978) est de loin le plus important de toutes les provinces (tableau XXIII). Le Québec a résolu ce problème en encourageant le développement du site de Churchill Falls au Labrador et en s'adjugeant par contrat pratiquement la totalité de la production de la centrale électrique de Churchill, jusqu'en 2009.

La dépendance croissante du Québec vis-à-vis de l'énergie hydro-électrique représente à la foi une force et une faiblesse. Le coût de ces énormes installations hydro-électriques est très élevé et il revient également très cher d'acheminer l'électricité vers les marchés car les nouvelles centrales sont très éloignées de la vallée du St-Laurent. En outre, la plupart des nouvelles installations ont apporté d'importantes modifications à l'environnement physique. Mentionnons entre autre l'inondation de vastes régions de la forêt boréale de même que le déplacement de certaines populations autochtones. Cependant, une fois les barrages et les centrales électriques complétés et les lignes de transmission en place, les investissements en capitaux sont pratiquement nuls. La richesse naturelle (c'est-à-dire l'eau) exploitée ne coûte rien et est renouvelable; les villes et les industries sont assurées d'un approvisionnement régulier et ininterrompu d'électricité relativement bon marché (sans qu'il y ait de "prix mondial"!) et on peut généralement revendre le surplus à profit aux autres provinces. Les plaies environnementales finissent par guérir et les nouveaux réservoirs faciles d'accès, deviennent souvent des lieux de récréation populaires.

Hydro-Québec continuera d'accroître sa puissance génératrice dans le bassin hydrographique de la baie de James et le long des turbulentes rivières de la Côte-Nord, peut-être même en collaboration avec Terre-Neuve. On peut envisager des installations hydrauliques plus modestes dans le sud du Québec; de nombreux sites des Laurentides et des Appalaches n'ont jamais été exploités. L'énergie hydraulique cumule maintenant près de 50% de la consommation totale d'énergie du Québec. Friedenberg estime que ce pourcentage passera à 60% d'ici 1995 et qu'il y aura une baisse marquée de l'utilisation du mazout, au Québec.

L'avenir de l'énergie nucléaire au Québec est problématique. Énergie atomique du Canada et Hydro-Québec exploitent une centrale nucléaire en grande partie expérimentale à Gentilly I (en face de Trois-Rivières sur le St-Laurent). La construction de Gentilly II (700 000 kW) doit être terminée en 1982. Cependant, le gouvernement québécois a imposé pour le moment un moratoire sur tout autre projet nucléaire et n'a pas encore dévoilé ses intentions à long terme à ce sujet.

6.2 les hydrocarbures

La plus grande partie du sous-sol du sud québécois est formé de roches sédimentaire horizontales ou plissées et, comme la plupart des autres régions comportant d'épaisses structures sédimentaires, il n'est pas impossible d'y découvrir des hydrocarbures liquides. Cependant, malgré les divers programmes d'exploration et de forage entrepris dans la plaine du St-Laurent et dans les Appalaches, à la fois par l'entreprise privée et par SOQUIP (Société québécoise d'initiative pétrolière), aucune découverte commerciale de pétrole n'a été faite et seules quelques poches de gaz naturel ont été identifiées.[1] SOQUIP s'apprête à mettre sur pied un programme intensif d'exploration, pour le pétrole et le gaz, dans le golfe du St-Laurent. Actuellement, le Québec n'a pratiquement pas de ressources prouvées en hydrocarbures et de ce fait, demeure entièrement tributaire des autres régions ou d'autres pays, pour son approvisionnement en combustibles fossiles.

Bien que sa population soit inférieure (environ deux millions) à celle de l'Ontario, le Québec consomme beaucoup plus de pétrole que son voisin de l'Ouest. On peut évoquer ici, l'absence d'un réseau adéquat de distribution du gaz naturel de l'Ouest, vers le Québec. Le pétrole demeure alors le combustible le plus utilisé dans les secteurs domestique, commercial et industriel. En 1976, le Québec comptait pour environ un tiers de la consommation nationale de pétrole et recevait près de deux tiers des importations canadiennes de pétrole. Cependant, depuis 1976 la dépendance québécoise vis-à-vis du pétrole étranger a beaucoup diminué (tableau XXIII), suite au prolongement de l'oléoduc Interprovincial vers Montréal. Avant cette date, le pétrole québécois venait de l'étranger. En 1978, les importations de pétrole étranger diminuaient à 52% et, entre janvier 1979 et avril 1980 (16 mois), elles se stabilisaient à un peu plus de 46%. Cette situation ne saurait durer car à mesure que s'épuisent les réserves albertaines de pétrole brut conventionnel, le prix du pétrole étranger, bien qu'élevé, pourrait fort bien concurrencer le coût de production des pétroles synthétiques et lourds de l'ouest canadien. À ce sujet, Friedenberg croit que d'ici 1995 les cinq sixièmes du pétrole québécois seront importés des pays étrangers et que seul un sixième proviendra de l'Ouest.

TABLEAU XXIII

COÛT DU PÉTROLE IMPORTÉ, QUÉBEC, 1976-78[2]

1976	- 2,07 milliards de dollars
1977	- 1,56 milliards de dollars
1978	- 1,39 milliards de dollars

La découverte de pétrole en quantités commerciales, au large de la côte canadienne orientale, pourrait très bien modifier cette équation car le Québec serait l'acheteur probable de l'excédent de pétrole de la région atlantique.

---

1. Pointe-du-Lac près de Trois-Rivières; et dans le comté de Lotbinière près de Québec.
2. *Importations internationales du Québec,* Bureau de la statistique du Québec, 1978.

Le Québec consomme relativement peu de gaz naturel (5,9% des ventes nationales en 1978) : à l'heure actuelle seule la région de Montréal est desservie par un réseau d'ailleurs incomplet de distribution. Le tableau XXIV qui fait état d'une faible progression des ventes de gaz naturel, illustre bien la lente évolution du réseau de distribution. Certes, un changement surviendra lorsque le gazoduc TransCanada desservira Québec et les autres régions du centre et de l'est de la province. Le gaz naturel fera alors une sérieuse concurrence au mazout pour le chauffage domestique de même que dans les secteurs industriel et commercial. Il est improbable, cependant, que le marché du gaz naturel ne vienne concurrencer de manière sérieuse, l'hydro-électricité, la source d'énergie la plus abondante et la moins coûteuse du Québec.

TABLEAU XXIV

VENTES DE GAZ NATUREL, GAZ MÉTROPOLITAIN, INC. 1973-79
(RÉGION DE MONTRÉAL)

	(en millions de pieds cubes)
1973	60 822
1974	74 188
1975	78 061
1976	76 416
1977	78 040
1978	87 422
1979	91 115 (160 826 clients)

Durant les vingt-cinq dernières années, le charbon a pratiquement disparu en tant que combustible au Québec. On ne l'utilise plus, ni pour le transport, ni pour le chauffage domestique, ni pour la production de gaz de charbon et il est aussi peu utilisé comme combustible industriel. Gaz Métropolitain finit par fermer son usine de coke de Ville Lasalle (Montréal) en 1977. Par ailleurs, attendu qu'il n'y a pas de production primaire de fer et d'acier dans la province, le marché du charbon métallurgique de bonne qualité est très limité.

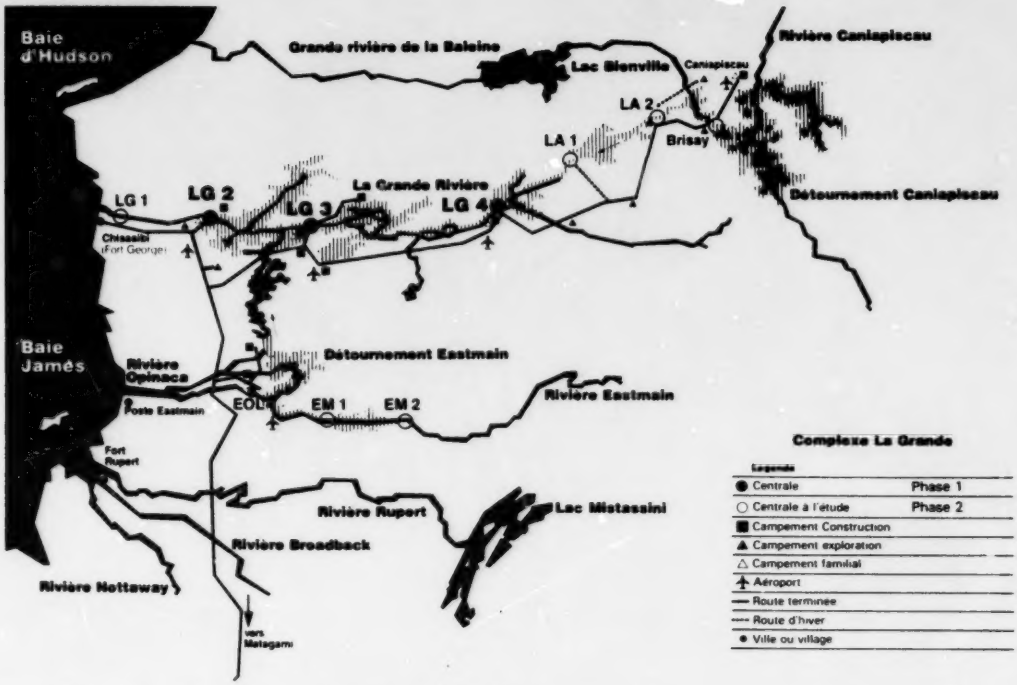


Fig. 9 *Complexe La Grande, Phases I et 2.*
Source: *Société d'exploitation de la baie de James, Québec.*

Fig. 10 *Barrage principal et évacuateur de crues à LG 2.*
Source: *Société d'exploitation de la baie de James, Québec.*

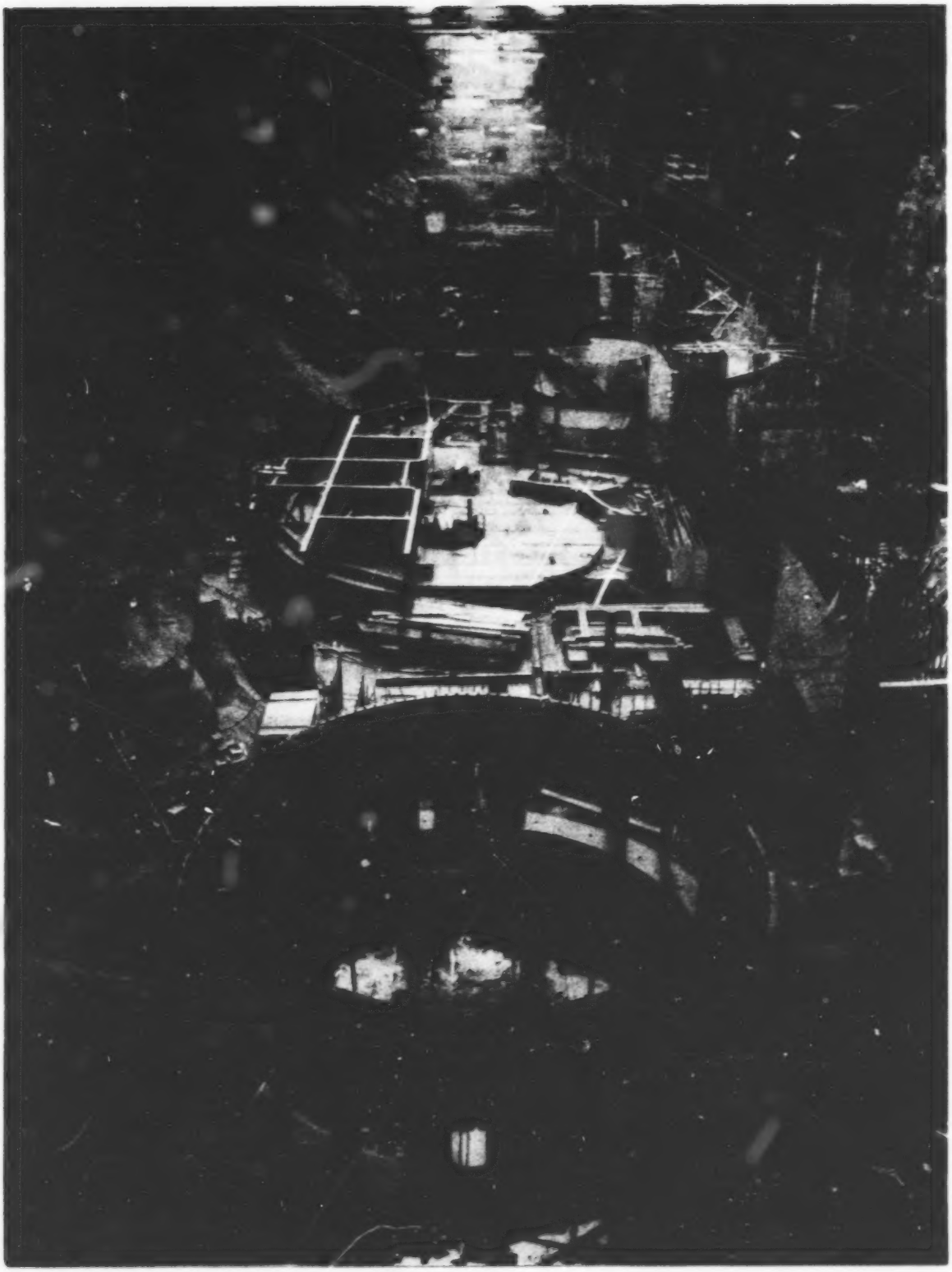


Fig. 11 *Montage des groupes moteurs dans la centrale souterraine de LG 2.*
Source: *Société d'exploitation de la baie de James, Québec.*

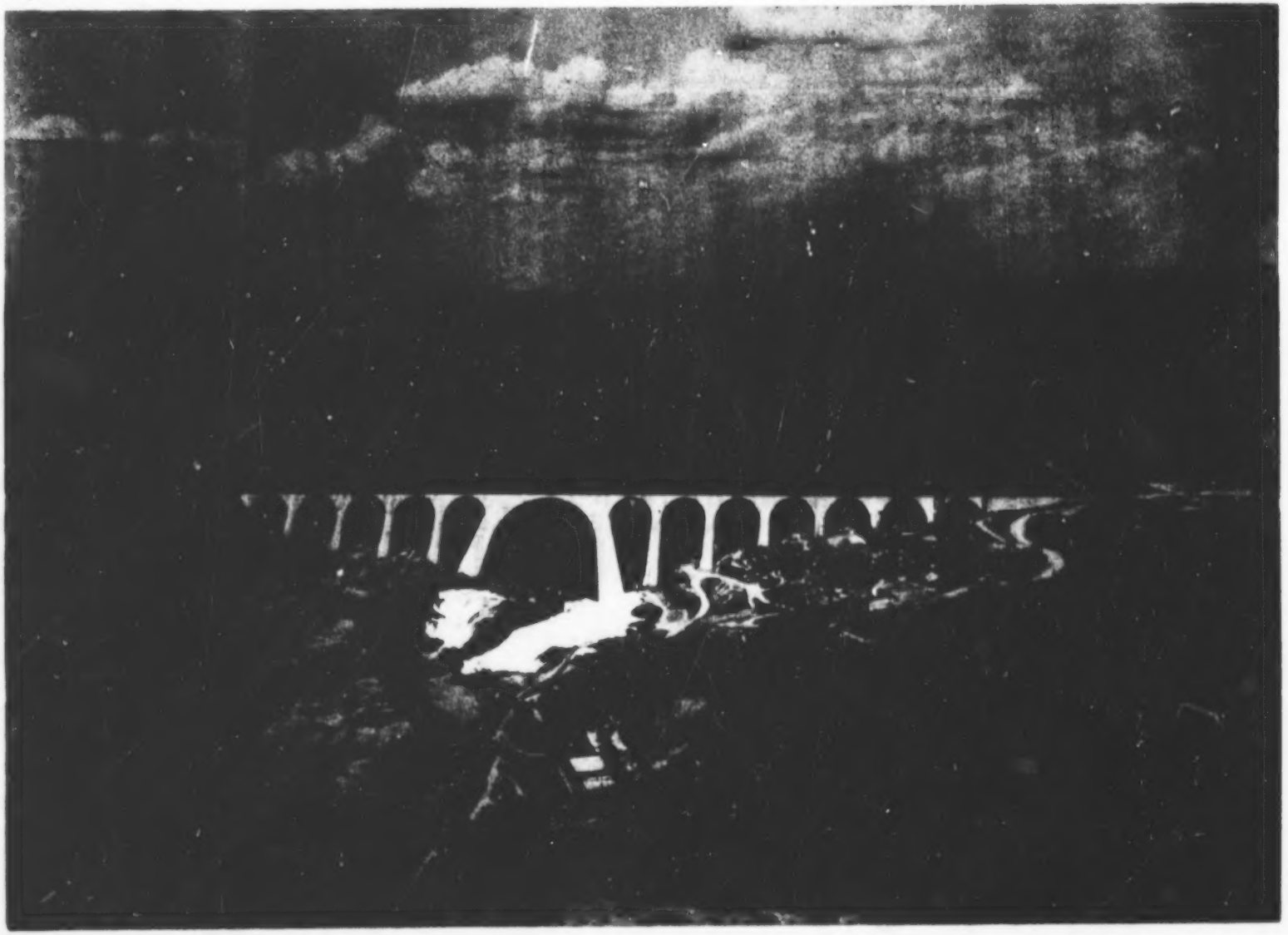


Fig. 12 *Barrage de la Manicouagan, Québec.*
Source: *Office national du film du Canada.*

Chapitre 7 LA RÉGION ATLANTIQUE

7.1 le pétrole, le charbon et le gaz

De toutes les grandes régions du Canada, la région atlantique est celle qui dépend le plus du pétrole pour satisfaire ses besoins énergétiques. Les provinces de l'Atlantique totalisent environ 16% de la consommation canadienne totale de mazout et 51% des importations nationales de pétrole.[1] La presque totalité du pétrole raffiné et consommé dans les provinces atlantiques est importée. À l'exception d'un modeste champ pétrolifère dans le sud du Nouveau-Brunswick et produisant 4 000 barils par an, la région ne possède pas de pétrole, du moins dans des secteurs facilement exploitables. Il n'existe pas non plus de réseaux terrestres d'acheminement du pétrole de l'Ouest. Les raffineries de la région atlantique sont toutes situées dans des ports en eau profonde et approvisionnées en pétrole par navires-citernes du Venezuela ou du Moyen-Orient. Le Canada atlantique représente une bonne proportion de la puissance nationale de raffinage[2] et, lorsque la production excède les besoins de la région, l'excédent est acheminé vers d'autres régions canadiennes ou encore réexporté.

Les provinces maritimes utilisent de grandes quantités de pétrole comme carburant dans la production d'électricité secondaire. Cela peut sembler aberrant car le pétrole doit être importé au prix fort (et subventionné) mais les ressources hydrauliques de la région sont limitées et l'extraction du charbon est fort coûteuse. Par exemple, la puissance installée (1 636 400 kW) de la Nova Scotia Power Corporation est à 78% thermique et seulement 22% hydraulique. La majeure partie de cette énergie thermique est produite en brûlant du pétrole. La New Brunswick Electric Power Commission a une puissance génératrice totale de 2 400 000 kW à 65% thermique et très largement dépendante du pétrole. L'Île-du-Prince-Édouard ne dispose pas de potentiel hydraulique et sera toujours tributaire pour son énergie électrique, des centrales thermiques à pétrole de la Maritime Electric, société privée.

Il est difficile de prévoir l'évolution de la situation énergétique de la région atlantique, au cours des prochaines années. Friedenberg (p. 100) prétend que ces provinces continueront à importer de fortes quantités de pétrole, que l'accroissement annuel de la consommation pétrolière sera de l'ordre de 0,9% et que les importations atteindront 125 millions de barils par an en 1995. Cependant à la lumière des récentes découvertes de pétrole, effectuées sur le plateau continental de l'Est,[3] il apparaît plausible que la région atlantique en vienne à satisfaire ses besoins en pétrole et qu'elle devienne même une région exportatrice. Terre-Neuve deviendrait alors la province privilégiée, car le pétrole est surtout localisé au large de ses côtes et de celles du Labrador.

---

1. Calculé sur la base d'une période de seize mois, entre janvier 1979 et avril 1980.
2. 16,2% en 1980 et 22,4% au cas où les raffineries de Point Tupper et de Come-by-Chance seraient réouvertes.
3. Le gisement Hibernia contiendrait environ 1 million de barils de pétrole recouvrable et le Bassin de l'est de Terre-Neuve environ 10 millions de barils (Chevron Standard Ltd., 1980).

La région atlantique ne produit pratiquement pas de gaz naturel.[1] Cependant, la Nouvelle-Écosse possède un excellent potentiel offshore sur son plateau écossais (Scotian shelf). Si l'exploitation de ces gisements se révélait commercialement viable, le prolongement du gazoduc TransCanada vers les Maritimes serait moins nécessaire. De plus, l'utilisation de gaz local comme combustible industriel et domestique contribuerait à réduire davantage la dépendance de la région vis-à-vis du pétrole importé.

C'est au cours de la seconde moitié du XIX^{e} siècle que commença l'extraction du charbon, dans les plaines carbonifères des provinces maritimes. Cette extraction se faisait surtout en Nouvelle-Écosse, où les gisements bitumineux de Pictou et de Sydney produisaient du combustible utilisé pour le transport maritime et ferroviaire et pour les premières installations industrielles de la région. Le charbon était également livré au Canada central et même dans les villes de la côte-est des États-Unis, notamment Boston. Le Nouveau-Brunswick possédait aussi ses bassins houillers dont le plus important était le bassin de Cumberland, à la pointe de la baie Chignecto. Les abondantes réserves houillères de l'île du Cap Breton amenèrent la construction d'une importante usine sidérurgique, à Sydney au début du XX^{e} siècle et qui prospéra jusqu'à la fin de la seconde guerre mondiale. Durant les années 1950, cependant, le charbon et l'acier de la Nouvelle-Écosse connurent une période de marasme et succombèrent lentement aux problèmes insolubles de la hausse des prix et de la perte des marchés. La conversion des locomotives au diesel dans les années 1950, a porté un dur coup au marché ferroviaire. La production de charbon est alors passée de 6,5 millions de tonnes par an à 4 millions... " Le seul marché qui demeure est celui des centrales thermiques qui produisent de l'électricité pour les villes industrielles; bien qu'elles se soient beaucoup développées depuis la guerre, ces centrales auraient avantage à acheter le charbon de la Virginie de l'Ouest moins cher, n'étaient les droits de douane et les subsides... une Commission royale prévoit une disparition prématurée de cette industrie."[2]

En raison de l'accroissement du prix du pétrole importé, le charbon reprend un peu le dessus en Nouvelle-Écosse. Bien que la plupart des mines de la région de Sydney, Glace Bay, New Waterford soient maintenant fermées, celles qui ont survécu (sous la direction de la Cape Breton Development Corporation) se spécialisent dans la production de charbon thermique, pour la production d'électricité secondaire (tableau XXV). La mine de Lingan, la plus grande de l'Est du pays et l'une des plus importantes mines souterraines, produit du charbon pour une centrale thermique sise à proximité et dont la capacité de production sera de l'ordre de 290 000 kW. De son côté, le Nouveau-Brunswick construit actuellement une centrale thermique à charbon, à Dalhousie. Huit mines de charbon sont actuellement en opération dans les Maritimes, soit sept en Nouvelle-Écosse et une au Nouveau-Brunswick. Leur production était de 2 466 615 tonnes de charbon en 1979 soit environ 7,4% de

---

1. Un petit gisement de gaz du sud du Nouveau-Brunswick a une production annuelle de 97 000 000 de pieds cubes.
2. David Erskine, La région de l'Atlantique, dans Canada: une interprétation géographique, Methuen, 1972.

la production canadienne totale. Tout le charbon extrait dans les Maritimes est bitumineux et peut par conséquent servir à la fabrication d'électricité. Une telle diversité d'utilisation facilite grandement les ventes et les exploitants réussissent à écouler la totalité de leur production.

TABLEAU XXV

UTILISATION DU CHARBON DE NOUVELLE-ÉCOSSE, 1979[1]

CANADA		
Restant en Nouvelle-Écosse (charbon thermique surtout; servant aussi à la production de coke pour SYSCO)	-	56,5%
Vers l'Ontario (surtout pour approvisionner STELCO en coke)	-	18,1%
Vers le Nouveau-Brunswick (charbon thermique)	-	2,3%
Vers le Québec	-	2,3%
Vers l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve	-	0,6%
		79,8%
EXPORTÉ		
Vers l'Allemagne de l'Ouest) en grande	-	8,2%
Vers le Brésil) partie pour	-	5,8%
Vers Taïwan) la production	-	4,6%
Vers d'autres destinations) de coke	-	1,6%
		20,2%

7.2 l'énergie hydraulique (Terre-Neuve)

Bien que de riches gisements de pétrole et de gaz aient été découverts au large des côtes terre-neuviennes, ils ne seront certainement pas productifs avant de nombreuses années. Terre-Neuve n'est cependant pas totalement dépourvue de ressources énergétiques. Au contraire, elle possède d'importantes réserves d'énergie hydraulique, sur l'île et au Labrador. Près de 98% de l'énergie électrique de la province est actuellement d'origine hydraulique. L'immense complexe de Churchill Falls (1971) situé sur le cours supérieur de Churchill, au Labrador, est le plus grand complexe hydro-électrique de Terre-Neuve; avec une capacité de 5 225 000 kW, il arrive en tête de toutes les centrales de quelque type que ce soit, au Canada. Le barrage retient un immense bassin d'eau appelé le Smallwood Reservoir qui a inondé une grande partie de l'intérieur du Labrador; il s'étend maintenant presque jusqu'à la limite de Schefferville au Québec, ville connue pour ses mines de fer.

1. Catalogue 45-002 (décembre 1979), Statistique Canada.

La quasi-totalité de l'électricité produite par le complexe de Churchill Falls est exportée en dehors de Terre-Neuve même, car les besoins énergétiques du Labrador sont infimes. De plus, durant les années 1960, la technique n'était pas suffisamment au point pour permettre l'installation de câbles de transmission sur le lit du détroit de Belle Isle. Cette électricité est vendue à Hydro-Québec qui en utilise environ les deux tiers pour combler le déficit énergétique québécois. Le reste est vendu aux États-Unis. En 1978, la Churchill Falls (Labrador) Corporation recevait en tout 96 650 000 $ d'Hydro-Québec pour la vente de son électricité du Churchill Falls. Cependant, la même année, le Québec recevait 124 100 000 $ pour la vente de son excédent d'électricité (vers les États-Unis, l'Ontario, le Nouveau-Brunswick) ce qui ne représente qu'un tiers de la production totale de Churchill Falls. En d'autres termes, le Québec reçoit son électricité gratuitement et s'octroie même un généreux bénéfice, sur la différence. Les tentatives de renégociation du contrat de la part du gouvernement de Terre-Neuve ont jusqu'ici été sans effet.

Le potentiel énergétique du cours inférieur de Churchill n'a pas été exploité mais le gouvernement étudie actuellement un projet de construction d'une importante usine hydro-électrique dans la région de Gull Island. Une partie de cette électricité serait utilisée au Labrador mais la majorité livrée à l'île de Terre-Neuve, grâce à un câble sous-marin. On envisage également la livraison d'électricité à l'état de New York via le lit du détroit de Cabot et les réseaux de transmission des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre.

Les aménagements électriques de l'île de Terre-Neuve sont plus modestes que ceux du Labrador. La plupart des centrales hydro-électriques sont petites et desservent soit des villes n'ayant qu'une seule industrie (Grand Falls, Bishop's Falls) soit des groupes de petites localités. L'impressionnante centrale hydro-électrique de Baie d'Espoir sur la côte-sud faiblement peuplée, est une exception (613 000 kW). Les besoins de la région de St-Jean sont satisfaits en grande partie par une centrale thermique à pétrole (442 000 kW) située à Holyrood, siège de la raffinerie de Golden Eagle.

7.3 l'énergie hydraulique dans les provinces maritimes

Sauf Terre-Neuve, les provinces maritimes se voient obligées de combler leur déficit en électricité par des achats à d'autres provinces. L'Île-du-Prince-Édouard ne possède pas d'énergie hydro-électrique, aménagée ou potentielle. Jusqu'en 1977, elle dépendait entièrement d'une centrale à vapeur alimentée au pétrole située à Charlottetown, et de deux générateurs diesel actionnant des turbines à gaz situés à Borden, les deux installations appartenant à la Maritime Electric Company. En octobre 1977, le réseau fut interconnecté à celui du Nouveau-Brunswick (par deux câbles sous-marins); depuis, la compagnie achète de grandes quantités d'électricité au Nouveau-Brunswick afin de ralentir les opérations de ces centrales thermiques fort dispendieuses. En 1978, plus de la moitié de l'électricité consommée sur l'Île-du-Prince-Édouard provenait du Nouveau-Brunswick.

La Nouvelle-Écosse offre un relief peu accidenté et sans rivières importantes; elle est donc tenue de compter surtout sur des usines thermiques pour se procurer de l'électricité. En 1978, 87,5% de toute l'électricité produite dans la province (services publics et privés, établissements industriels) était thermique et 12,5% seulement provenait de ses aménagements hydro-électriques. La plupart de ces dernières appartiennent à la Nova Scotia Power Corporation et presque toutes ont une puissance inférieure à 10 000 kW. La seule exception est la centrale de Wreck Cove sur la rivière Chéticamp, au Cap Breton, qui a ouvert ses portes en 1978; elle a une puissance de 200 000 kW. Le potentiel d'expansion des aménagements hydrauliques de la Nouvelle-Écosse demeure limité et la construction de nouvelles centrales thermiques à charbon est sans doute pour bientôt.

L'électricité thermique a beaucoup d'importance au Nouveau-Brunswick où elle représentait en 1978, 74% de la totalité de l'énergie produite. Le Nouveau-Brunswick est plus grand et plus accidenté que la Nouvelle-Écosse et la rivière St-Jean qui traverse la province avant d'aller se jeter dans la baie de Fundy représente une ressource énergétique considérable. La New Brunswick Electric Power Commission, a déjà harnaché une partie de la rivière, à Grand Falls (1928 - 63 000 kW), Beechwood (1957 - 112 500 kW) et, surtout, à Mactaquac (1968) à quelques kilomètres seulement en amont de Fredericton (puissance totale: 630 000 kW).

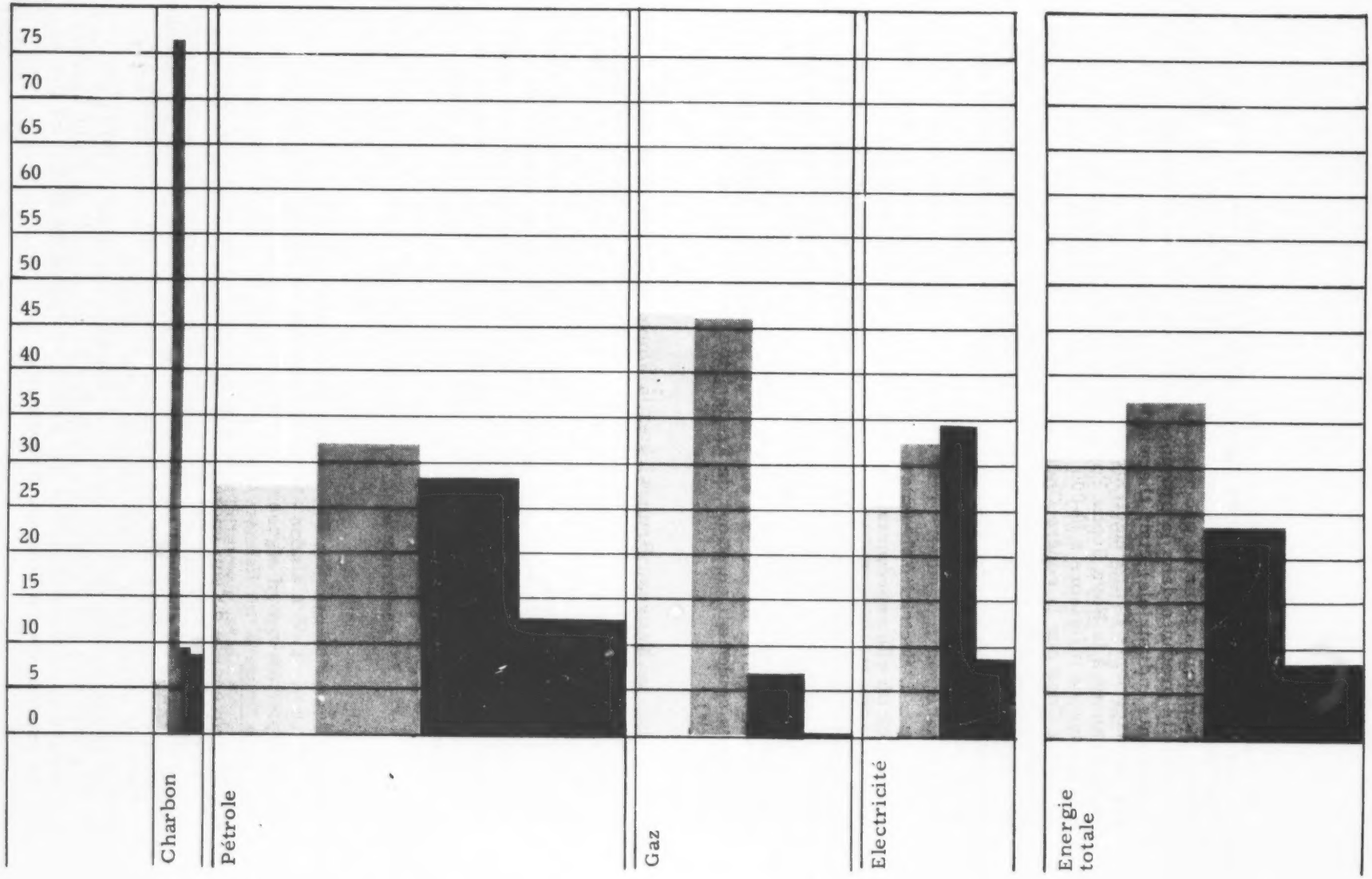
Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse produisent suffisamment d'électricité pour satisfaire environ 95% de leurs besoins. Le Nouveau-Brunswick fournit de grandes quantités d'électricité à l'état du Maine[1] et, sur une plus petite échelle, à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard. Il achète en retour une importante part d'électricité à Hydro-Québec afin de combler son déficit. L'achèvement de la centrale nucléaire de Point Lepreau (630 000 kW), qui a connu bien des difficultés et qui est prévu pour le début des années 1980, aidera les provinces maritimes à parvenir à la quasi-autonomie, dans le domaine de l'énergie électrique.[2]

---

1. En provenance de son énorme centrale thermique à pétrole de Coleson Cove, près de St-Jean (N.-B.) - 1 050 000 kW. Cependant, cet accord ne durera probablement pas vu que le gouvernement fédéral est actuellement en train de réduire, et finira par éliminer, ses subventions au pétrole utilisé pour approvisionner cette centrale.
2. Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard déclarait en 1979 qu'il n'accepterait pas l'électricité nucléaire de la centrale de Point Lepreau malgré un contrat antérieur qui prévoyait l'achat de 30 000 kW par an en provenance du Nouveau-Brunswick.

TABLEAU XXVI

La part de chaque province dans la consommation des formes d'énergie
1979

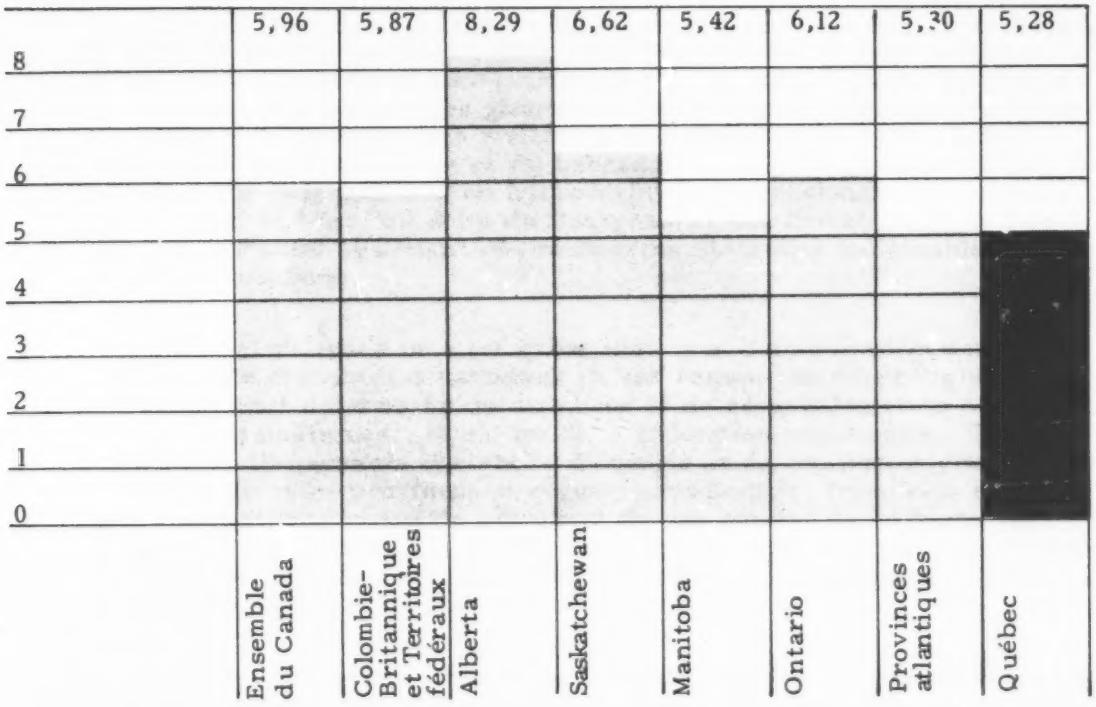


Source: *Les Statistiques de l'énergie au Québec, 1979, Énergie et Ressources, Québec.*

TABLEAU XXVII

La consommation énergétique par habitant - Québec et autres provinces canadiennes
1978

En TEP



Source: *Les Statistiques de l'énergie au Québec, 1979, Énergie et Ressources, Québec.*

CONCLUSION

Le Canada jouit d'une abondance et d'une variété extraordinaire de sources d'énergie. L'Ouest canadien recèle de vastes réserves de gaz naturel et de charbon dont toutes n'ont pas encore été découvertes et, bien que ses ressources conventionnelles de pétrole s'épuisent peu à peu, le potentiel énergétique des gisements d'huile lourde et des sables bitumineux demeure énorme. Les rivières tumultueuses et rapides du Québec, de la Colombie-Britannique et du Labrador, les riches gisements d'uranium de l'Ontario et le potentiel en hydrocarbures impressionnant du plateau continental de l'Est, du delta du Mackenzie et des îles et du lit de l'Arctique représentent également des ressources naturelles inestimables pour tous les Canadiens.

Le Canada ne s'est guère distingué dans l'aménagement de systèmes de distribution nationaux de ses ressources énergétiques et ce, en partie pour des raisons de distances et de géographie et en partie pour des raisons politiques: la nature de la fédération canadienne. On effectue cependant d'importants transferts d'énergie et de ressources énergétiques entre les diverses provinces et régions canadiennes; transferts dominés par le mouvement massif de pétrole et de gaz naturel de l'Alberta vers l'Ontario et le Québec. La région atlantique ne bénéficie pas, pour l'instant, de ces transferts massifs d'hydrocarbures et continue à s'approvisionner en Amérique du Sud et au Moyen-Orient.

L'Alberta continuera de dominer le tableau énergétique canadien pendant au moins les deux prochaines décennies. Ses réserves de gaz naturel et de charbon sont de loin les plus abondantes de toutes les provinces de l'Ouest et son potentiel en pétrole brut synthétique apparaît presque inépuisable. De plus, les compagnies albertaines telles que Dome Petroleum et Imperial Oil détiennent déjà le contrôle de l'industrie pétrolière et gazière qui se développe dans la région toute proche du Mackenzie. Le pendule finira cependant par osciller vers d'autres régions et d'autres sources d'énergie ... vers le Québec et la Colombie-Britannique, avec leurs immenses aménagements hydro-électriques, vers le Canada atlantique avec son pétrole et son gaz offshore, et peut-être même vers l'Ontario, avec son impressionnante infrastructure nucléaire. D'ici là évidemment les Canadiens auront aussi d'autres options énergétiques (utilisation massive de l'énergie solaire, marée-motrice, etc.) qui contribueront à réduire le déficit énergétique total du Canada et qui finiront peut-être même par l'éliminer tout à fait.

2e PARTIE

ASPECT PÉDAGOGIQUE

2e partie

Situation énergétique des provinces

Résumé

Les régions du Canada présentent des différences significatives sur le plan de leur autonomie, en matière d'énergie. D'une part, l'Alberta qui est un important fournisseur de charbon, de pétrole et de gaz naturel, pour les autres provinces. D'autre part, la région des provinces atlantiques qui dépend presque entièrement du pétrole importé des pays producteurs. Une autre distinction s'impose c'est-à-dire, celle des provinces qui tirent leur énergie de ressources renouvelables et celles qui dépendent totalement des énergies non renouvelables, tels les combustibles fossiles.

L'objectif général

Les activités reliées à cette seconde partie du texte visent à ce que les élèves puissent:

- prendre conscience de la disparité des provinces en matière de ressources énergétiques.
- découvrir la complémentarité entre les provinces, en cette matière.

OBJECTIFS SPÉCIFIQUES	CONTENU
Ces activités permettent à l'étudiant: . d'acquérir des connaissances sur le potentiel énergétique des provinces. . de trouver quelques éléments d'explication, de cette richesse ou de l'absence de cette richesse. . de mettre en relation certains éléments d'économiques, de sociologie, etc., qui sont reliés à la question énergétique. . de prendre conscience de la problématique reliée à la surconsommation d'énergie. . de développer une conscience sociale face au problème énergétique.	Situation énergétique des provinces Chapitre I - *L'Alberta* 1. Le pétrole 2. Le gaz naturel 3. Le charbon Chapitre II - *La Colombie-Britannique* 1. Le gaz et le pétrole 2. Le charbon 3. L'énergie hydro-électrique Chapitre III - *La Saskatchewan* 1. Le pétrole 2. Le charbon 3. L'énergie hydro-électrique Chapitre IV - *Le Manitoba* 1. Les ressources hydrauliques 2. Les autres ressources Chapitre V - *L'Ontario* 1. L'énergie nucléaire 2. L'énergie hydro-électrique 3. Le pétrole et le gaz naturel Chapitre VI - *Le Québec* 1. L'énergie hydro-électrique 2. Les hydrocarbures Chapitre VII - *La région atlantique* 1. Le pétrole, le charbon, le gaz naturel 2. L'énergie hydraulique (Terre-Neuve)

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
Thème I *L'Alberta*		
Notions: En 1979, l'Alberta représentait 85,8% de la production canadienne de pétrole brut, 86,5% de la production de gaz naturel et 42,5% de la production de charbon. Cette richesse en matière de combustibles fossiles est fonction de la géologie de cette province.	Texte p. 47-52	
Les activités pédagogiques présentées ici, peuvent être effectuées en groupe ou individuellement. Dans ce dernier cas, les élèves se réunissent pour la question 3 et en discutent en classe.		
1. Localiser, dans un Atlas, la position de l'Alberta par rapport à la Cordillère des Rocheuses et aux Plaines centrales.	Atlas ou une carte muette.	Connaissances de la géographie du Canada.
2. En se servant du texte, indiquer sur la carte muette, l'emplacement des principaux combustibles fossiles de cette province.	Carte muette: les provinces de l'Ouest, Annexe I, p. 42	Exécution graphique de la carte.
3. Tenter d'établir un lien entre les observations de la question 1 et celles de la question 2.		Habileté des élèves à établir des liens entre différents phénomènes.
4. En 1976, l'Alberta produisait 69% de l'énergie canadienne totale et n'en consommait que 15%. Trouver quelques raisons qui peuvent expliquer cette faible consommation.		Habileté à trouver plus d'une explication.
Thème II *La Colombie-Britannique*		
Le charbon occupe actuellement, le premier rang des ressources en hydrocarbures de la Colombie-Britannique.	Texte p. 53-59	
1. En se servant de l'Atlas, les élèves repèrent la plus importante mine de charbon du Canada et l'indiquent sur le fond de carte à l'aide d'un symbole. Indiquer également sur	. Atlas ou carte murale. . Carte muette: le Canada, p. 42	. Capacité de synthèse. . Réalisation de la carte.

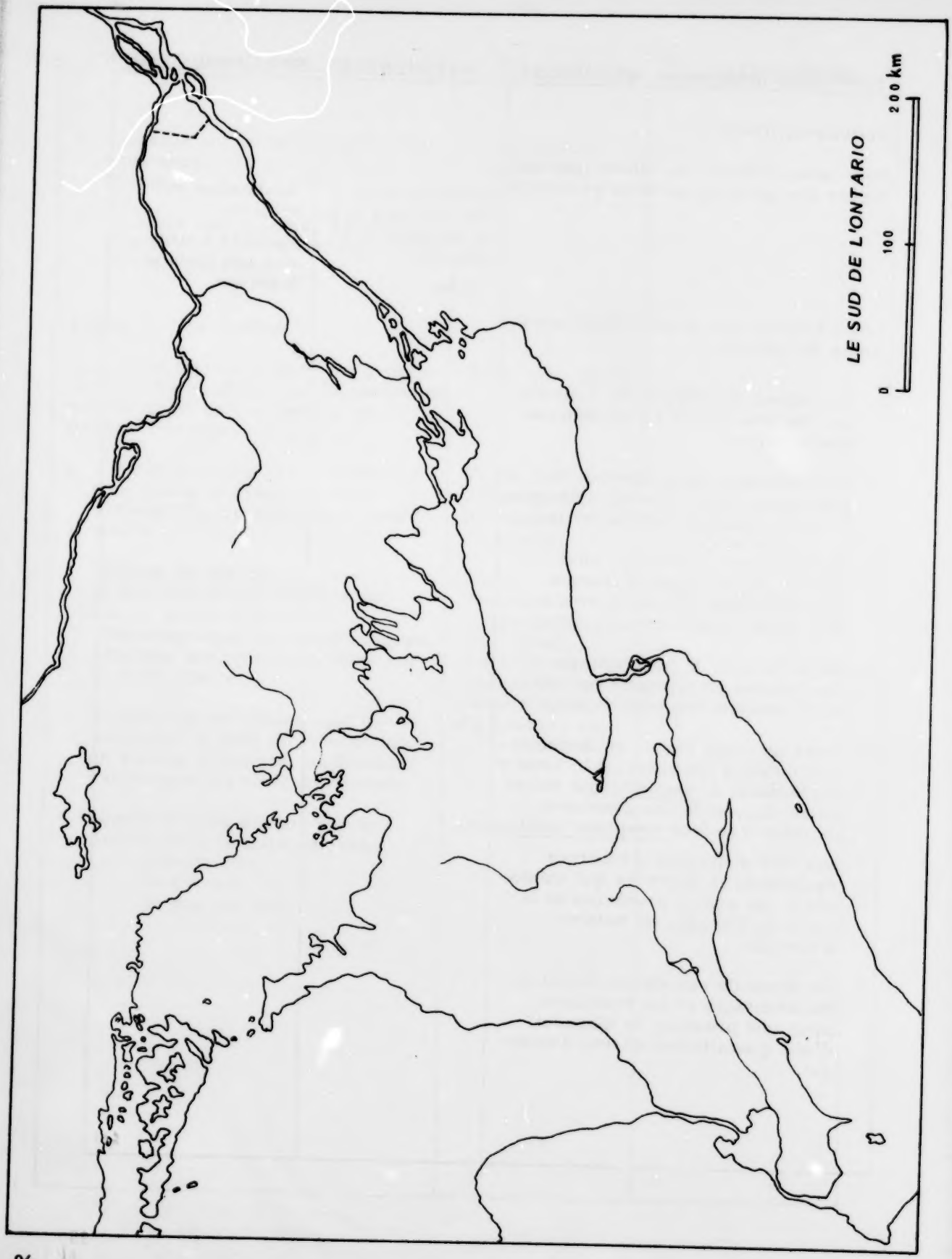
STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
la carte, à l'aide de flèches, la destination des exportations de charbon. La largeur des flèches doit être proportionnelle au pourcentage de l'exportation.	Tableau XVIII, p. 56	Les élèves peuvent s'inspirer d'un modèle d'Atlas.
2. Trouver la principale raison qui a donné un essor considérable à l'exploitation du charbon de cette province, dans les dix dernières années.		
3. Nommer un pays concurrent de la Colombie-Britannique, dans la production de charbon.		
4. Localiser, sur la carte, les principaux sites d'aménagements hydro-électriques, de la Colombie-Britannique. Les indiquer sur le fond de carte du Canada.	Atlas: carte du relief. Annexe: Le Canada, p. 42	
5. Quelle conclusion peut-on tirer quant aux derniers sites d'aménagements hydro-électriques, de la Colombie?		
Note: L'enseignant attire l'attention des élèves sur les grands centres industriels et le peuplement.		
Thème IV *Le Manitoba*		
Plus de 97% de l'énergie électrique manitobaine est d'origine hydraulique.	Texte p. 61	
1. En matière d'énergie, qu'est-ce qui distingue le Manitoba des deux autres provinces des Prairies (énumérer 2 points importants).		
2. Repérer et nommer les grands cours d'eau responsables de l'énergie hydro-électrique de la province. Les reporter sur le fond de carte.	. Atlas. . Carte muette: p. 42	Apport personnel, au travail en équipe.

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
3. L'absence de combustibles fossiles apparaît-elle une raison suffisante pour expliquer le retard économique du Manitoba, par rapport à l'ouest du Canada? Si non, imaginer d'autres raisons possibles (en donner au moins 2). - Penser à la localisation des combustibles par rapport à celle des provinces environnantes. *Note:* Ces trois activités peuvent être effectuées en groupe.		
Thème V *L'Ontario* L'Ontario, consommateur net d'énergie, dépend largement des autres provinces pour satisfaire ses besoins en énergie.	Texte pp. 63-68 . Atlas, voir: . carte: le Canada et ses principales régions géologiques, (fig. 5, p. 46)	. Réflexion personnelle. . Connaissances personnelles. . Qualité du travail.
1. Donner la principale raison qui explique l'absence de combustibles fossiles, dans cette province.		
2. Sur la carte muette, tracer à l'aide de symboles différents, l'origine: - du pétrole et du gaz naturel, - du charbon, - de l'hydro-électricité, utilisés par l'Ontario.	Carte muette: le sud de l'Ontario, Annexe II, p. 96	
3. En se reportant à l'activité 2, dire quel est le principal fournisseur en matière d'énergie, de l'Ontario.		
4. A l'aide du texte et de leurs connaissances, les élèves énumèrent au moins trois (3) raisons qui amènent l'Ontario sur la voie du nucléaire.		. Les connaissances de base, sur le sujet. . Les arguments faisant état des dangers et possibilités du nucléaires.
5. Dire si en optant pour l'énergie nucléaire, l'Ontario accroît son autonomie, en matière d'énergie.[1] Pour amener les élèves à répondre cette question, l'enseignant rappelle quelques notions, sur l'énergie nucléaire, v.g. les minéraux indispensables.		

1. Note: Pour cette question, on peut diviser la classe en deux groupes, l'un étant en faveur et l'autre, étant contre cette politique.

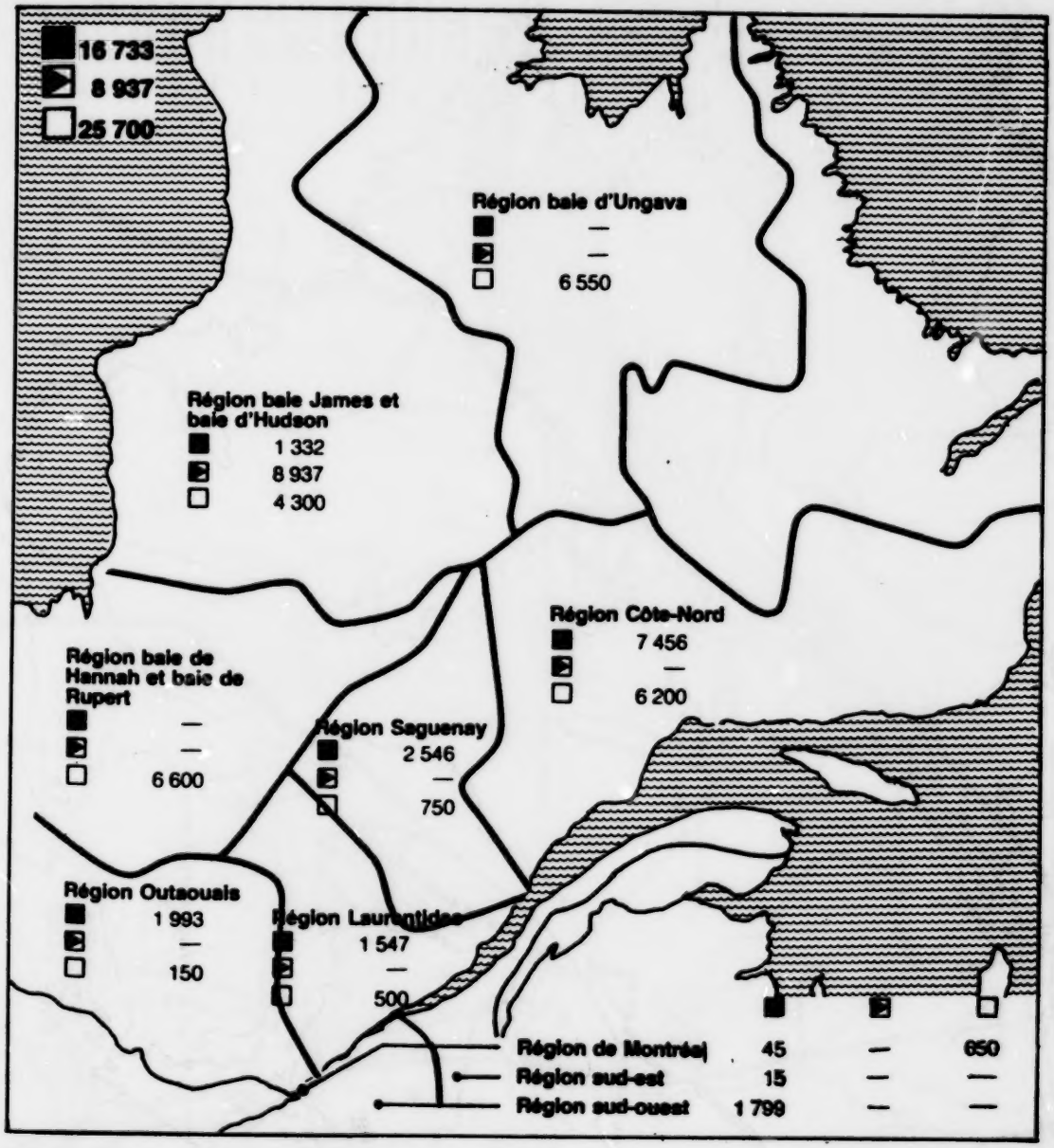
STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élèves)
6. Localiser sur la carte muette, les deux complexes nucléaires de l'Ontario.	Carte muette: Annexe IV, p. 98	
7. Localiser sur la carte, les deux principaux sites hydro-électriques de cette province.		
Thème VI *Le Québec*		
Le Québec dispose d'une très grande richesse hydraulique qui lui permet de satisfaire 79% de ses besoins en matière d'énergie.	Texte pp. 69-76	
1. Donner 2 raisons importantes qui font que le Québec développe surtout l'hydro-électricité comme source d'énergie.	Texte, Atlas, carte du relief, du Québec.	. Les connaissances géographiques, économiques.
2. À l'aide de ces cartes, relever le nom des grands cours d'eau qui constituent des sites d'aménagements hydro-électriques. Reporter les principaux sites sur la carte muette.	Carte: Ressources hydro-électriques du Québec, par région, Annexe III, p. 97.	. Capacité de synthèse.
3. À partir de ce tableau, les élèves comparent la part de l'électricité en matière d'énergie, au Québec, par rapport au reste du Canada.	Carte d'Atlas, du Québec, ou carte routière.	
4. Donner le rang occupé par le Québec dans la consommation: - d'électricité, - de pétrole, - de gaz naturel.	Idem	

STRATÉGIES (enseignement, apprentissage)	RESSOURCES	ÉVALUATION (élève)
Activité-synthèse Pour cette activité, les élèves peuvent former des groupes de deux ou trois. Cette activité peut être réalisée sous forme de tableau. 1. Les élèves énumèrent les 4 provinces les plus riches en ressources énergétiques. 2. Ils indiquent, pour chacune des provinces, le(s) type(s) d'énergie (fossile-hydraulique-thermique). 3. Ils indiquent également, pour chacun de ces types d'énergie, le pourcentage (%) de la production totale canadienne. 4. Ils indiquent, le pourcentage des besoins en énergie, comblés pour chacune des provinces. 5. Dans un court texte, on demande aux élèves d'exprimer, à la lumière du tableau, la <u>disparité</u> qui existe entre chacune de ces provinces, de même que leur <u>complémentarité</u>. Les élèves devront démontrer également, la disparité qui existe entre ces quatre provinces et le reste du Canada, en matière d'énergie. 6. On demande aux élèves d'évaluer les avantages et les problèmes pour une province de disposer d'une quantité importante d'énergie.	Cartes muettes déjà utilisées pour les activités précédentes. . Atlas.	Réalisation du tableau. Habileté à tirer des conclusions logiques.


LE SUD DE L'ONTARIO
0
100
200 km

Ressources hydroélectriques du Québec par région

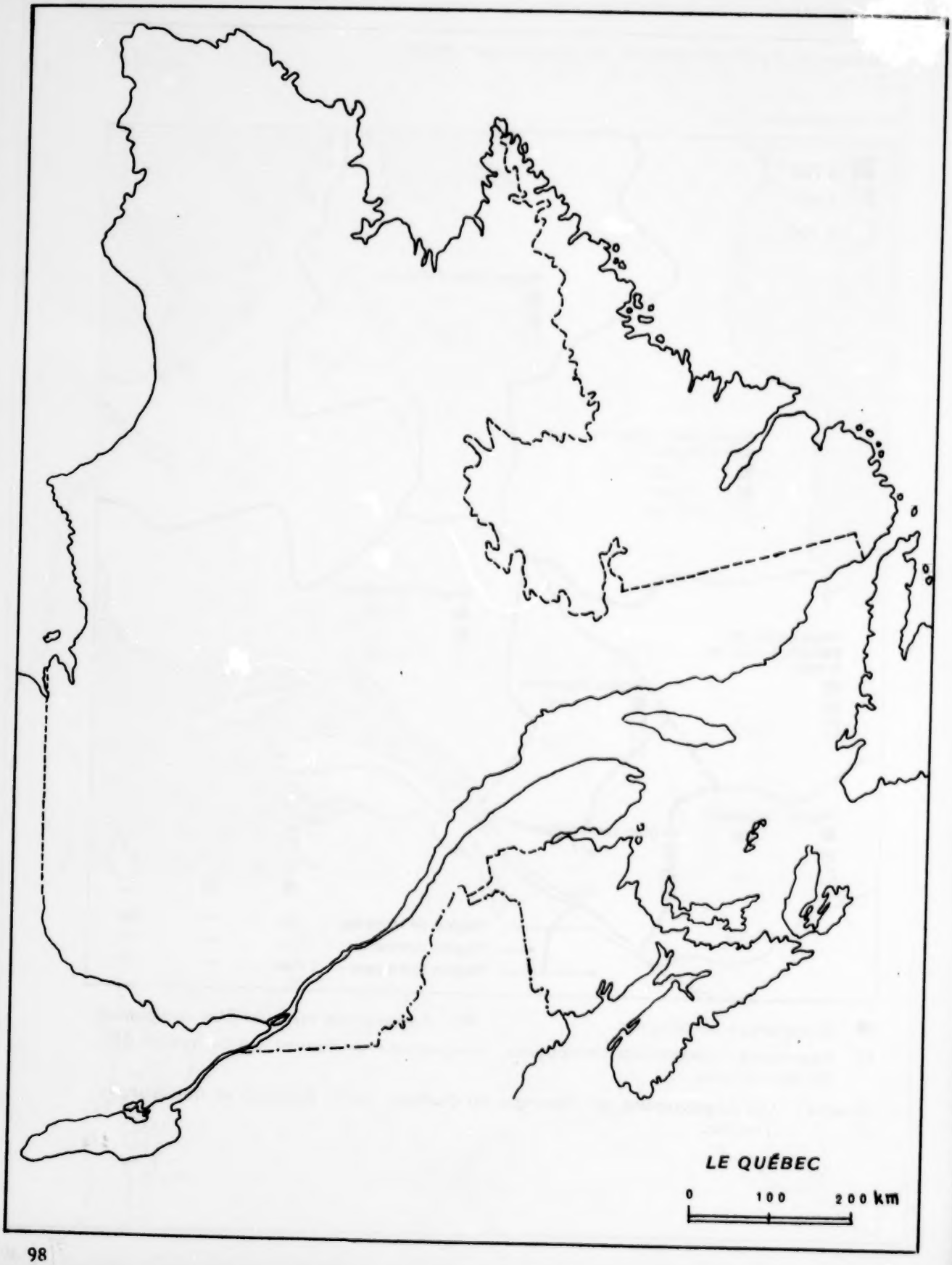
En mégawatts



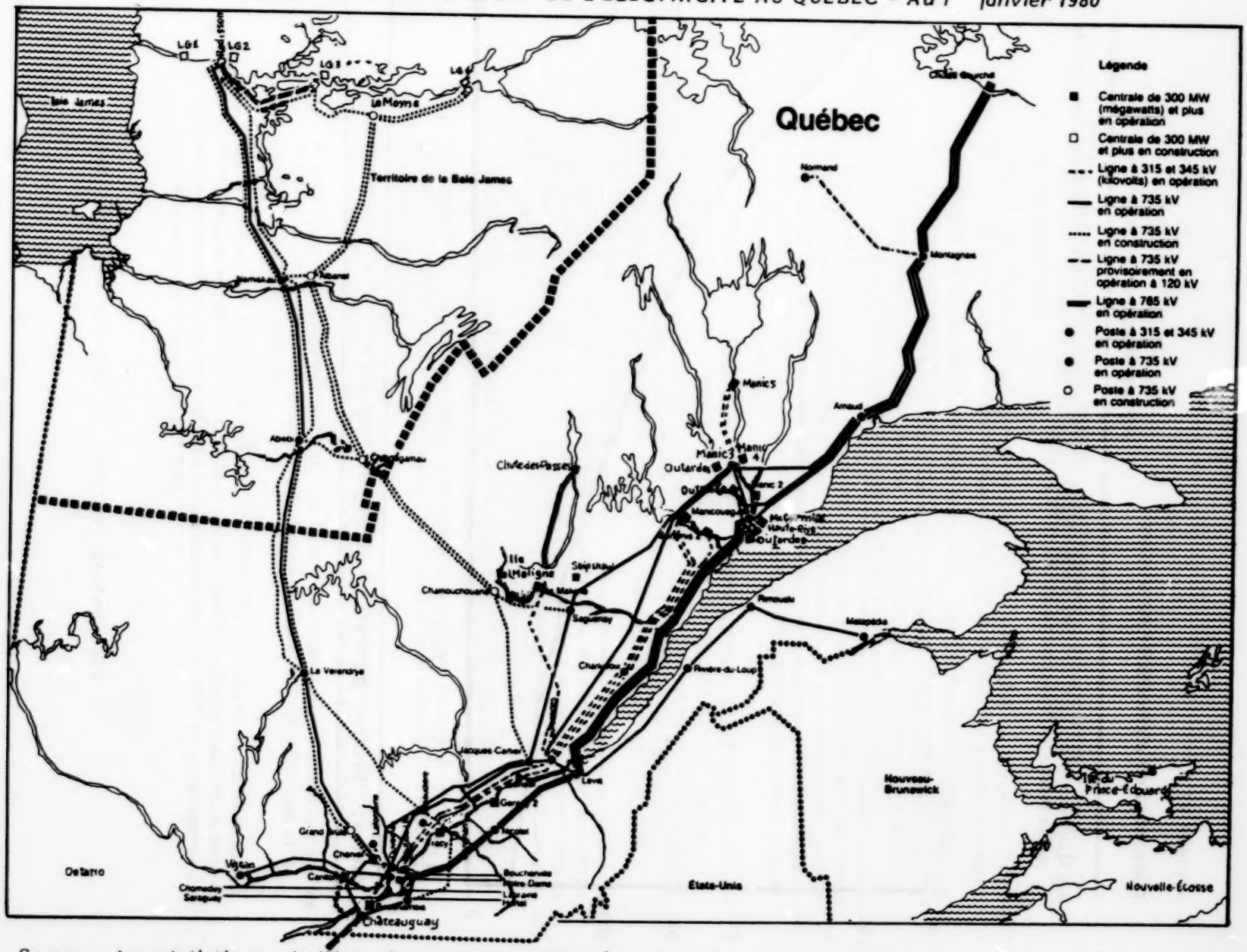
■ Ressources aménagées ■ Ressources en voie d'aménagement

□ Ressources potentielles théoriques, comprenant seulement les centrales de 100 MW et plus

Source: *Les Statistiques de l'énergie au Québec, 1979, Énergie et Ressources, Québec.*


LE QUÉBEC
0
100
200 km

PRODUCTION ET TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC - Au 1er janvier 1980

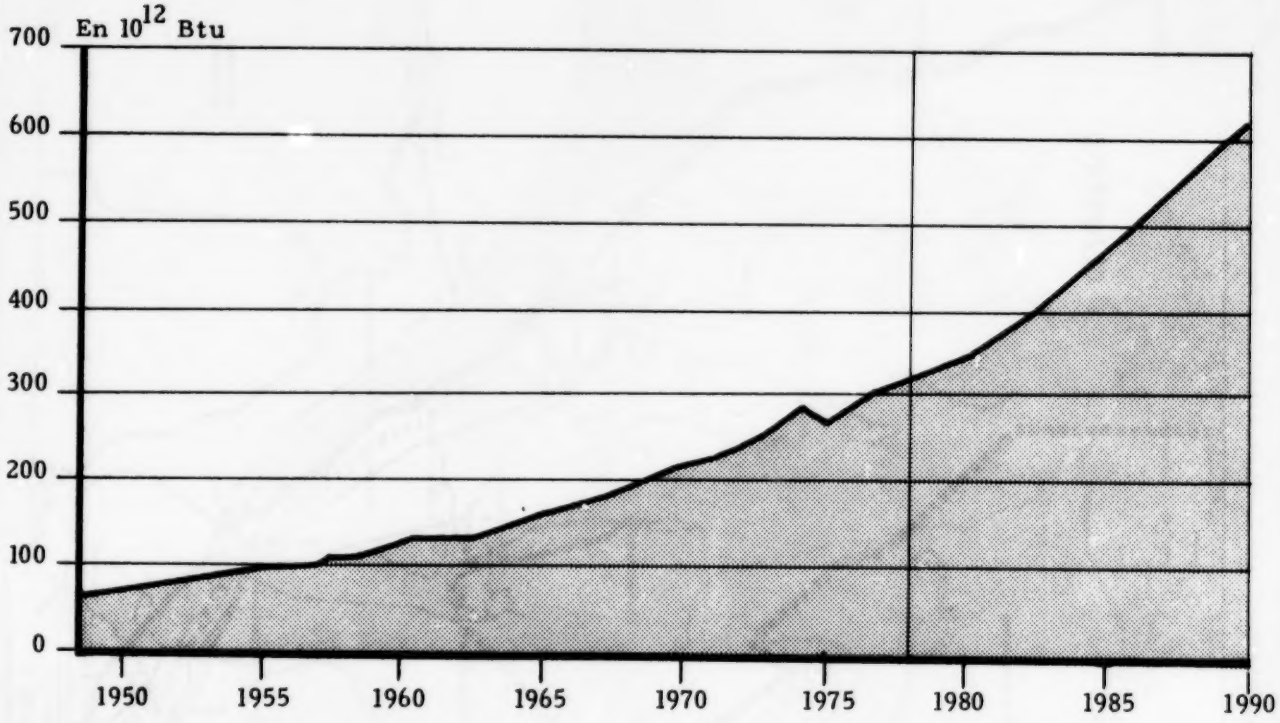


Source: *Les statistiques de l'énergie au Québec, 1979, Énergie et Ressources, Québec.*

Annexe VI

Consommation d'électricité au Québec

Le Québec entend privilégier l'utilisation de l'électricité. Cette détermination doublera la consommation d'électricité entre 1978 et 1990.



Source: *Direction générale de l'Énergie, Québec.*

Annexe VII

Exemples d'économies d'énergie

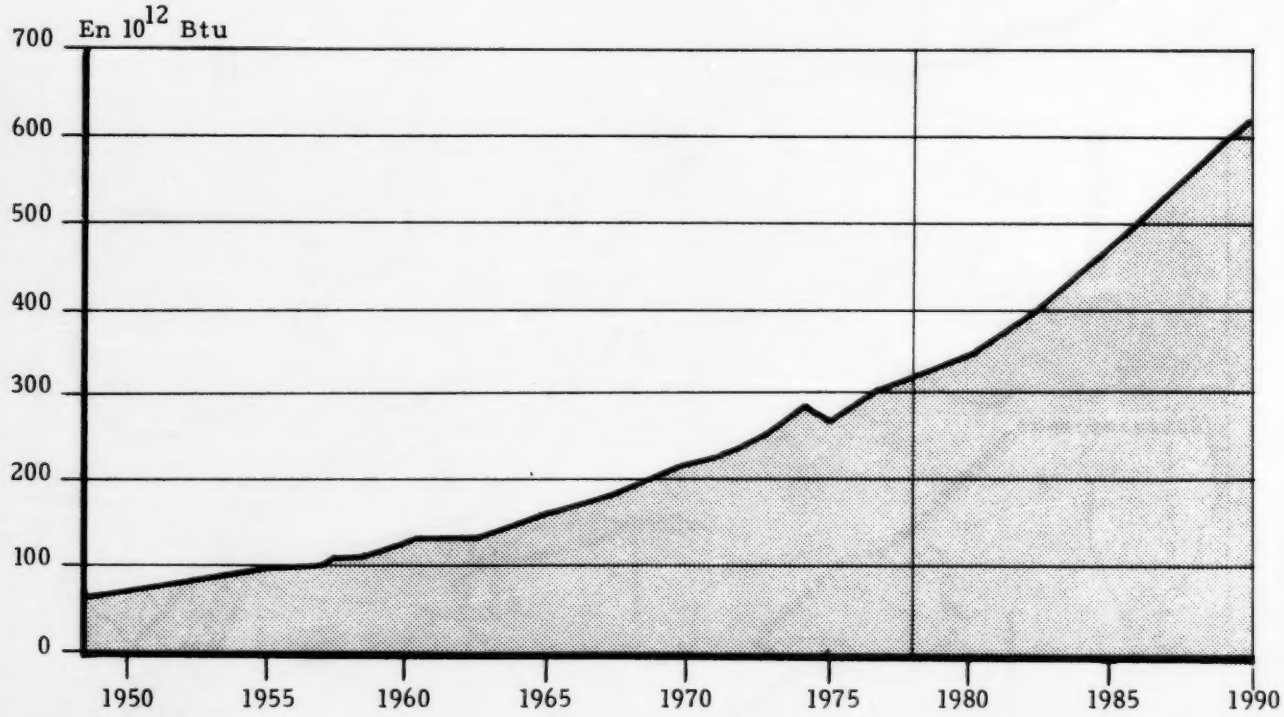
- Au cours des dernières années, pratiquement tous les pays membres de l'AIE ont procédé à un resserrement des normes contenues dans leur code de construction.
- Aux États-Unis, des programmes ont été élaborés afin de favoriser l'utilisation en commun des voitures dans plus de la moitié des zones urbaines.
- En Suède, des subventions sont accordées aux transports collectifs.
- La Ville de New York, grâce à un meilleur contrôle sur des unités de refroidissement et à l'addition de cinq régulateurs de pression à $125 l'unité, a pu réduire sa facture énergétique annuelle de $418 000.
- L'installation d'un réseau de récupération de chaleur et des modifications apportées aux contrôles de principaux systèmes de mécanique ont permis des économies d'énergie de 25% dans un édifice à bureaux d'une superficie totale de 94 000 pi. ca. à Ville St-Laurent. L'investissement requis fut récupéré en deux ans.
- Des économies d'énergie de 10% furent réalisées dans un édifice à logements multiples d'une superficie totale de 320 000 pi. ca., situé à Côte Saint-Luc, au Québec. Ces économies, provenant principalement de l'installation d'un réservoir d'eau chaude domestique à pression atmosphérique, permirent de récupérer l'investissement en moins de deux ans.
- En installant surtout un réseau de récupération de chaleur, un complexe hôtelier comprenant, entre autres, 290 chambres à Montréal a pu réduire sa consommation d'énergie de 10%. L'investissement initial fut récupéré en moins de deux ans.
- À l'usine IBM de Bromont, diverses mesures, dont l'installation d'une bouilloire à l'électricité en remplacement de l'huile, une gestion plus rationnelle de l'éclairage, des ajustements apportés au système de chauffage-climatisation-ventilation, ont permis une réduction de 50% de la consommation d'énergie.
- Dans un magasin Woolco, une réduction de l'éclairage a donné une économie de $1 000 sur la facture d'électricité dès le premier mois.
- À son usine de Montréal-Est, la Cie Union Carbide a obtenu des économies d'énergie d'environ 25% grâce à une meilleure gestion de l'énergie et à certains investissements.
- La Cie American Can a pu réduire de $700 000 par année la consommation énergétique de son usine d'Edison, New Jersey. Cette réduction représente approximativement 55% de la consommation de 1975 et a nécessité des investissements d'environ $73 000.

Source: *Direction générale de l'Énergie, Québec, 1978.*

Annexe VI

Consommation d'électricité au Québec

Le Québec entend privilégier l'utilisation de l'électricité. Cette détermination doublera la consommation d'électricité entre 1978 et 1990.



Source: *Direction générale de l'Énergie, Québec.*

Annexe VII

Exemples d'économies d'énergie

- Au cours des dernières années, pratiquement tous les pays membres de l'AIE ont procédé à un resserrement des normes contenues dans leur code de construction.
- Aux États-Unis, des programmes ont été élaborés afin de favoriser l'utilisation en commun des voitures dans plus de la moitié des zones urbaines.
- En Suède, des subventions sont accordées aux transports collectifs.
- La Ville de New York, grâce à un meilleur contrôle sur des unités de refroidissement et à l'addition de cinq régulateurs de pression à $125 l'unité, a pu réduire sa facture énergétique annuelle de $418 000.
- L'installation d'un réseau de récupération de chaleur et des modifications apportées aux contrôles de principaux systèmes de mécanique ont permis des économies d'énergie de 25% dans un édifice à bureaux d'une superficie totale de 94 000 pi. ca. à Ville St-Laurent. L'investissement requis fut récupéré en deux ans.
- Des économies d'énergie de 10% furent réalisées dans un édifice à logements multiples d'une superficie totale de 320 000 pi. ca., situé à Côte Saint-Luc, au Québec. Ces économies, provenant principalement de l'installation d'un réservoir d'eau chaude domestique à pression atmosphérique, permirent de récupérer l'investissement en moins de deux ans.
- En installant surtout un réseau de récupération de chaleur, un complexe hôtelier comprenant, entre autres, 290 chambres à Montréal a pu réduire sa consommation d'énergie de 10%. L'investissement initial fut récupéré en moins de deux ans.
- À l'usine IBM de Bromont, diverses mesures, dont l'installation d'une bouilloire à l'électricité en remplacement de l'huile, une gestion plus rationnelle de l'éclairage, des ajustements apportés au système de chauffage-climatisation-ventilation, ont permis une réduction de 50% de la consommation d'énergie.
- Dans un magasin Woolco, une réduction de l'éclairage a donné une économie de $1 000 sur la facture d'électricité dès le premier mois.
- À son usine de Montréal-Est, la Cie Union Carbide a obtenu des économies d'énergie d'environ 25% grâce à une meilleure gestion de l'énergie et à certains investissements.
- La Cie American Can a pu réduire de $700 000 par année la consommation énergétique de son usine d'Edison, New Jersey. Cette réduction représente approximativement 55% de la consommation de 1975 et a nécessité des investissements d'environ $73 000.

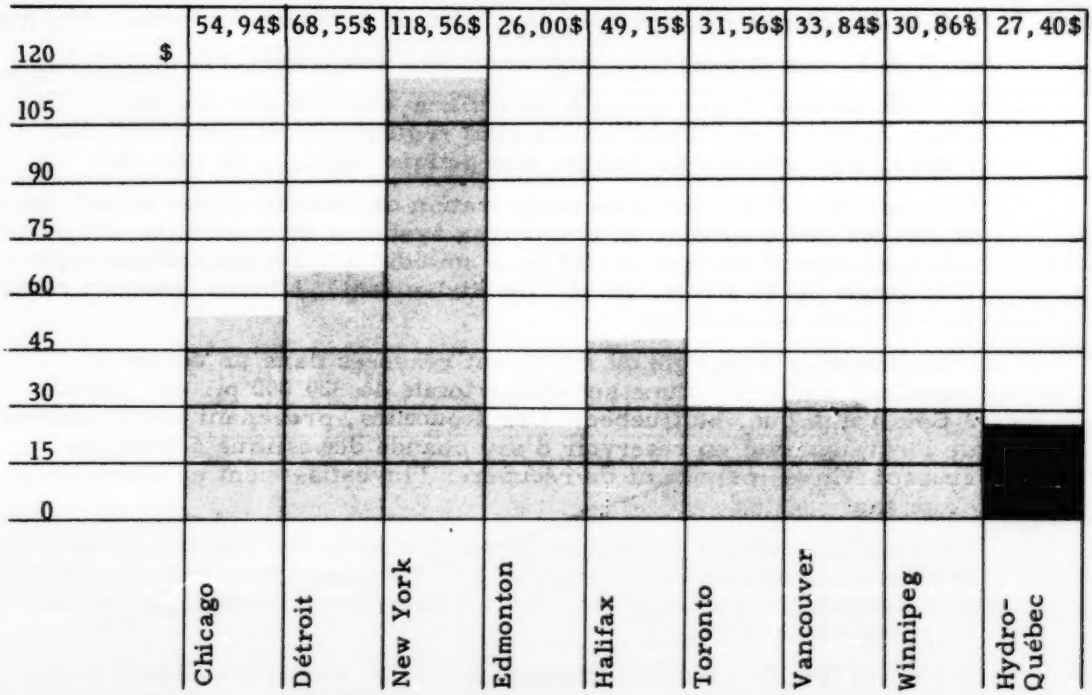
Source: *Direction générale de l'Énergie, Québec, 1978.*

Annexe VIII

Comparaison du prix de l'électricité au Québec et dans différentes villes d'Amérique du Nord

En dollars

Usage domestique: facture mensuelle pour une consommation de 1 000 kWh (tarifs en vigueur le 1er mars 1980)

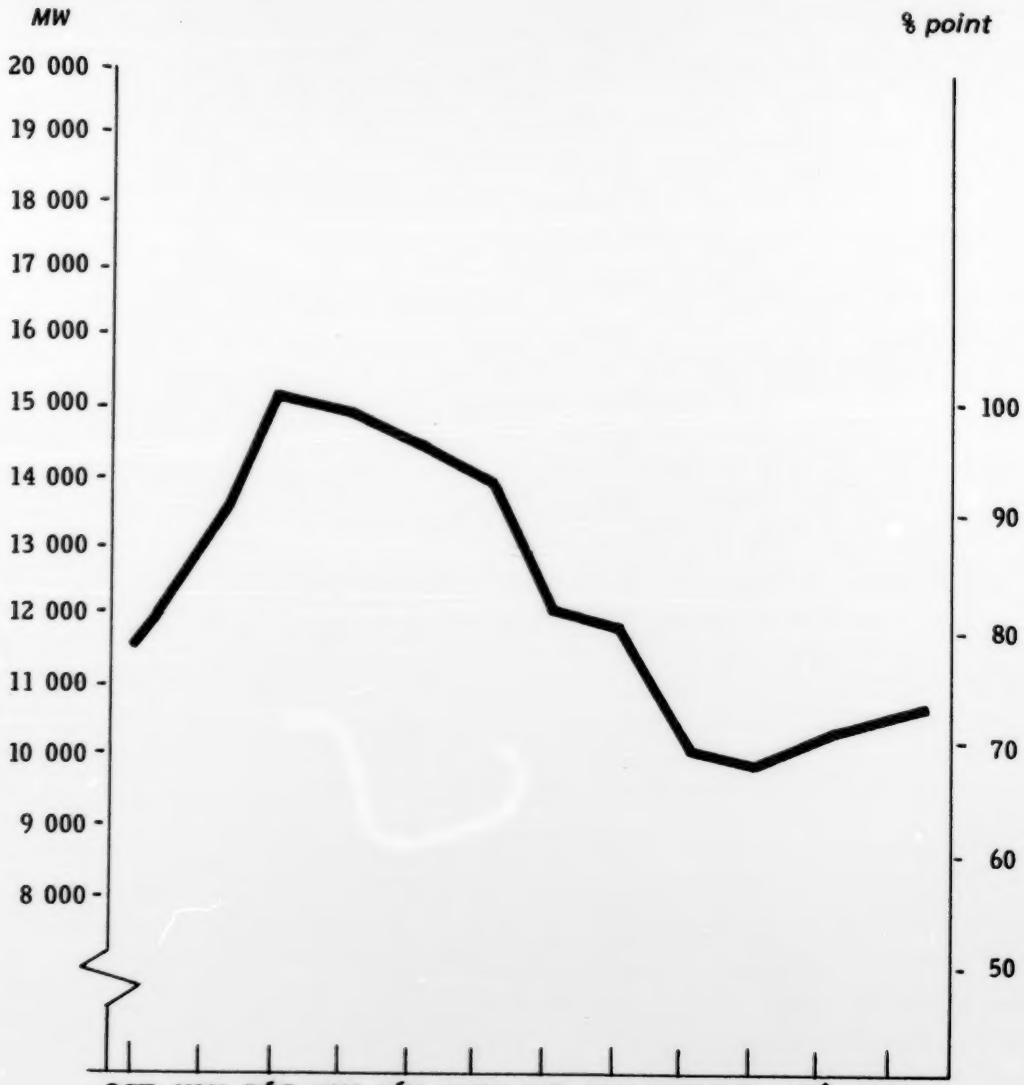


Source: *Hydro-Québec, Les Statistiques de l'énergie au Québec, 1979, Énergie et Ressources, Québec.*

Annexe IX

Demande mensuelle de puissance des abonnés d'Hydro-Québec

Année 1977-78



Source: *Les échanges d'électricité entre le Québec et les États-Unis, Énergie Québec, 1979.*

DISTRIBUTION :

CENTRE FRAN[illegible]EN DE RESSOURCES PEDAGO[illegible]

[illegible]Wilbrod